



## **Biogasproduktion i Danmark – Vurderinger af drifts- og samfundsøkonomi**

Jacobsen, Brian H.; Laugesen, Frederik Møller; Dubgaard, Alex; Bojesen, Mikkel

*Publication date:*  
2013

*Document version*  
Også kaldet Forlagets PDF

*Citation for published version (APA):*  
Jacobsen, B. H., Laugesen, F. M., Dubgaard, A., & Bojesen, M. (2013). *Biogasproduktion i Danmark – Vurderinger af drifts- og samfundsøkonomi*. Institut for Fødevarer- og Ressourceøkonomi, Københavns Universitet. IFRO Rapport Nr. 220

# IFRO Rapport



## Biogasproduktion i Danmark – Vurderinger af drifts- og samfundsøkonomi

*Brian H. Jacobsen  
Frederik M. Laugesen  
Alex Dubgaard  
Mikkel Bojesen*

## **IFRO Rapport 220**

Biogasproduktion i Danmark – Vurderinger af drifts- og samfundsøkonomi

Forfattere: Brian H. Jacobsen, Frederik M. Laugesen, Alex Dubgaard, Mikkel Bojesen

Udgivet: juni 2013

Rapporten er udarbejdet for NaturErhvervstyrelsen, Ministeriet for Fødevarer, Landbrug og Fiskeri.

IFRO Rapport er en fortsættelse af serien FOI Rapport, som blev udgivet af Fødevareøkonomisk Institut

ISBN: 978-87-92591-34-0

Institut for Fødevare- og Ressourceøkonomi  
Københavns Universitet  
Rolighedsvej 25  
1958 Frederiksberg  
[www.ifro.ku.dk](http://www.ifro.ku.dk)

# Indholdsfortegnelse

<b>INDHOLDSFORTEGNELSE .....</b>	<b>1</b>
<b>SAMMENDRAG .....</b>	<b>3</b>
<b>KAPITEL 1. INDLEDNING .....</b>	<b>12</b>
1.1. Baggrund .....	12
1.2. Formål.....	13
<b>KAPITEL 2. BIOGASANLÆGGENES UDGANGSSITUATION.....</b>	<b>15</b>
2.1 Nøgletal om økonomien i eksisterende biogasanlæg .....	15
2.2 Beskrivelse af kommende biogasanlæg .....	18
2.3 Kort beskrivelse af de anlæg, der søgte støtte i 2012 .....	24
2.4 Opsamling omkring centrale parametre.....	26
<b>KAPITEL 3. RAMMEVILKÅR FOR BIOGASPRODUKTION I DANMARK.....</b>	<b>29</b>
3.1. Tørstofindhold i gylle til biogasanlæg .....	29
3.2. Alternativ biomasse som input i biogasanlæg .....	32
3.2.1 Fiberfraktion .....	32
3.2.2 Majsensilage .....	35
3.2.3. Roer og græs .....	37
3.3. Det nye energiforlig .....	38
3.3. Køb og salg af varme, el og biogas.....	45
3.4. Investering, størrelsesøkonomi og finansiering.....	46
3.5. Har biogasanlæg i Tyskland bedre vilkår?.....	47
3.6. Opgradering af biogas til bionaturgas .....	51

3.7. Den fremtidige husdyrproduktion og potentiale for fremtidige biogasanlæg .....	57
<b>KAPITEL 4. CASE ANLÆG 2012 .....</b>	<b>63</b>
4.1. Beskrivelse af Case anlæg 2012 .....	63
4.2. Driftsøkonomiske analyser.....	64
4.2.1 Input, produktion og indkomst.....	64
4.2.2. Investerings- og driftsomkostninger .....	67
4.2.3. Driftsøkonomiske resultater.....	75
4.3. Driftsøkonomiske følsomhedsanalyser.....	76
4.4. Gårdanlæg og økologiske anlæg.....	87
4.4.1. Gårdanlæg .....	88
4.4.2. Økologiske biogasanlæg .....	90
4.5. Sammenligning med andre resultater .....	94
4.5.1. Sammenligning af driftsresultat .....	94
4.5.2. Sammenligning af investeringsomfang og driftsomkostninger.....	96
4.6. Driftsøkonomisk opsummering af resultaterne .....	99
<b>KAPITEL 5. SAMFUNDSØKONOMISKE ANALYSER.....</b>	<b>102</b>
5.1. Metodegrundlag for de samfundsøkonomiske beregninger.....	102
5.2. Omkostninger, sideeffekter og reduktion af drivhusgasemissioner .....	106
5.3. Samfundsøkonomiske følsomhedsanalyser.....	112
5.4. Sammenligning med andre analyser .....	124
<b>KAPITEL 6. AFSLUTTENDE DISKUSSION .....</b>	<b>129</b>
<b>SUMMARY .....</b>	<b>132</b>
<b>LITTERATURLISTE .....</b>	<b>140</b>

# Forord

NaturErhvervstyrelsen anmodede i 2011 Institut for Fødevare- og Ressourceøkonomi (IFRO) om at gennemføre en drifts- og samfundsøkonomisk vurdering af biogasproduktionen i Danmark. Baggrunden var først og fremmest behovet for nye samfundsøkonomiske analyser som opfølgning på FOI Rapport nr. 136 fra 2002. Endvidere var baggrunden også, at der blandt de forskellige aktører på området var en betydelig forskel i vurderingen af den driftsøkonomiske rentabilitet af biogasproduktionen i Danmark.

Projektet skulle først have været gennemført i foråret 2012, men grundet forskellige forhold blev projektet først rigtig startet, efter den nye energiaftale var forhandlet på plads. Det har derfor været naturligt, at analysen skulle vurdere, hvilken effekt energiaftalen fra 2012 vil få på omfanget af biogasproduktion i Danmark, herunder muligheden for opgradering af biogas til brug i naturgasnettet.

Institut for Fødevare- og Ressourceøkonomi (IFRO) har forestået analyserne i samarbejde med Seniorkonsulent Kurt Hjort-Gregersen (AgroTech), der har bidraget med viden fra de eksisterende anlæg.

Forskningsassistent Frederik M. Laugesen har bidraget med en række drifts- og samfundsøkonomiske analyser, mens Lektor Alex Dubgaard har forestået de samfundsøkonomiske vurderinger. Ph. d. studerende Mikkel Bojesen har bidraget med analyser af den fremtidige husdyrproduktion og den mulige placering af fremtidige biogasanlæg. Seniorforsker Brian H. Jacobsen har stået for den overordnede koordinering af projektet og den afsluttende redigering af rapporten.

Direktør Henrik Zobbe

Institut for Fødevare- og Ressourceøkonomi

København, juni 2013

## Sammendrag

Der blev frem til midten af 1990'erne etableret ca. 20 biogASFælleanlæg, og der skete dengang en stor stigning i den producerede mængde biogas. I de efterfølgende år blev der ikke bygget flere fællesanlæg, og i de senere år er væksten i biogasproduktionen primært kommet fra investeringer i gårdbiogasanlæg. Der afgasses i dag ca. 8 % af alt gylle.

Med energiforliget fra 2012 og en ny politisk målsætning om at anvende op til 50 % af husdyrgødningen til produktion af biogas er der sat både mål og rammer for den fremtidige biogasproduktion. Målet med denne rapport er derfor at vurdere drifts- og samfundsøkonomien ved biogasproduktion i Danmark under de nye rammer, som energiforliget fra 2012 giver. I den analyse er det målet at vurdere mange af de parametre, der i sidste ende er afgørende for, om biogasproduktionen er rentabel driftsøkonomisk. Det er endvidere målet at vurdere de samfundsmæssige gevinster og omkostninger ved biogasproduktion med indregning af de positive sideeffekter, som biogasproduktionen giver anledning til. Effekter på arbejdspladser i de primære- og sekundære landbrugserhverv indgår dog ikke i denne analyse.

For at tage udgangspunkt i de nyeste tal er der først foretaget en analyse af 18 planlagte anlæg for at få en ide om valg af størrelse, inputmix og investeringsomfang anno 2012. Af disse anlæg er der 10 anlæg, der modtager under 1.000 tons biomasse pr. dag, 6 anlæg modtager over 1.000 tons pr. dag, og endelig er der 2 økologiske fællesanlæg. Den gennemsnitlige størrelse forventes at være ca. 700 m<sup>3</sup> pr. dag eller 250.000 tons årligt. Analysen af disse anlæg viser, at 70-75 % af inputtet forventes at være gylle, mens fiberfraktion eller dybstrøelse forventes at udgøre ca. 10 %. Derudover indgår også lidt majs og industriaffald. Den årlige produktion forventes at være 10 mio. m<sup>3</sup> biogas svarende til 23 m<sup>3</sup> metan pr. ton input. Der er dog betydelig variation i den forventede gasproduktion pr. ton gylle. Det fremgår endvidere, at den gennemsnitlige afstand fra leverandør til anlæg er 14 km, hvilket har stor betydning for de forventede transportomkostninger. De forventede driftsudgifter udgør 2,5 kr. pr. m<sup>3</sup> metan, og selve anlægsinvesteringen udgør 300-350 kr. pr. ton årligt input. Samlet er omkostningerne (inkl. køb af biomasse, men ekskl. reinvesteringer) i de planlagte anlæg på ca. 100 kr. pr. ton biomasse eller 4,2 kr. pr. Nm<sup>3</sup> metan.

I den efterfølgende diskussion af forudsætninger er det tydeligt, at der bl.a. er betydelig usikkerhed og variation i husdyrgødningens tørstofindhold og dermed gaspotentiale. For nye anlæg er det meget vigtigt med en præcis analyse af, hvilke typer husdyrgødning og tørstofindhold de vil modtage, da det kan ændre gasproduktionen med over 25 %.

Den nye energiaftale giver som udgangspunkt en direkte støtte på 115 kr. pr GJ, men stigning i andre afgifter så som NO<sub>x</sub> og forsyningssikkerhedsafgift gør, at nettoresultatet er et tilskud på ca. 109 kr. pr. GJ for kraftvarme baseret på motordrift. Når andelen af kraftvarme baseret på kedeldrift indregnes, bliver den gennemsnitlige støtte 103 kr. pr. GJ i 2012. Det antages her, at forsyningssikkerhedsafgiften på gennemsnitlig 3,6 kr. pr. GJ er fuldt indfaset med det samme. Ved opgradering indgår en støtte på 115 kr. pr. GJ, idet der dog indregnes et energitab på 2 %.

Det øgede tilskud giver et betydeligt løft i indtjeningen, men salgsprisen målt i faste priser vil være faldende over tid, da tilskuddene aftrappes over tid, og fordi tilskuddene ikke følger inflationen. Det samlede tilskud falder fra 103 kr. pr. GJ i 2013 til 62 kr. pr. GJ i 2031. Det gennemsnitlige tilskud er således 76 kr. pr. GJ. Biogassens konkurrenceevne over for naturgas øges dog over tid, såfremt Energistyrelsens prognose for den fremtidige naturgaspris holder. Det kan derfor blive mere attraktivt for naturgasselskaber at aftage i bionaturgas i fremtiden, men prognoser for den fremtidige naturgaspris vurderes som meget usikre. Energistyrelsens prognose fra 2013 forventer således en højere stigning i naturgasprisen end den her anvendte prognose fra 2012, mens andre indikatorer og øget gasfund i USA peger på det modsatte.

Når væksten i biogas i Danmark de seneste år har været lavere end i Tyskland, skyldes det, at afregningsprisen for el fra gårdbiogasanlæg har været betydelig højere i Tyskland end i Danmark. Afregningsprisen og støtten til biogasproduktion fra store anlæg har derimod været relativt ensartet i Tyskland og Danmark. Den højere støtte til mindre tyske gårdanlæg har betydet, at den tyske stat har betalt over 1.500 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>, der er opnået. Den høje pris vurderes som medvirkende til, at det tyske støtteniveau fra 2012 er omlagt, så grænsen for anvendelse af majs reduceres til 60 %, der er øget krav til anvendelse af varmen, og derudover reduceres støtten med ca. 2 % årligt.

Der er på baggrund af data fra analysen af planlagte anlæg opstillet en Case 2012, der er et biogasanlæg, der modtager 700 tons pr. dag. Input består af 78 % husdyrgødning (kvæg- og



svinegylle), 12 % fiberfraktion fra separeret gylle og 10 % majsensilage. Tørstofindholdet i det samlede input er 11,5 %, og der produceres 29 m<sup>3</sup> metan pr. ton input. Den samlede investering inkl. tankbiler udgør 98 mio. kr. før støtte, svarende til 384 kr. pr. ton årligt input. Den årlige mængde energi, der sælges efter fradrag for procesenergi, udgør 6,1 mio. m<sup>3</sup> metan eller ca. 220.000 GJ.

Den samlede investering er anslået til 98 mio. kr., og lånerenten er anslået til 7,5 %. Når renten sættes til 7,5 % er det baseret på, at egenkapital og noget fremmedkapital skal forrentes med ca. 4 %, mens at eksterne kreditorer (30 % af kapitalen) må forventes at ønske en forrentning på ca. 15 %. Renten afspejler således de problemer, der opleves i praksis omkring finansiering af biogasanlæg.

Det antages i analysen, at biogas substituerer naturgas. Salgsprisen udgør 168 kr. pr. GJ. i 2013, men er faldende til 138 kr. pr. GJ i 2031 (faste priser). Salgsprisen i 2013 er baseret på en pris på naturgas på 64,4 kr. pr. GJ og et tilskud på 103,5 kr. pr. GJ i 2013. Såfremt kraftvarmeanlæg kan vælge andre energikilder (træpiller, træflis m.m.), vil dette typisk påvirke den forventede salgspris i nedadgående retning.

De samlede indtægter minus indkøb af input udgør 27 mio. kr. svarende til 105 kr. pr. ton input eller 3,6 kr. pr. m<sup>3</sup> metan. De samlede omkostninger til anlæg og transport m.m. udgør 24 mio. kr. årligt, hvilket svarer til 93 kr. pr. ton input eller 3,2 kr. pr. m<sup>3</sup> metan, der produceres. Det årlige driftsøkonomiske overskud bliver herefter 3,0 mio. kr. svarende til 12 kr. pr. ton input eller 0,4 kr. pr. m<sup>3</sup> metan, der produceres. Produktionsprisen opgjort som de samlede omkostninger inkl. indkøb af biomasse (majs og fiber) udgør i udgangsscenariet i alt 4,7 kr. pr. m<sup>3</sup> metan, der produceres.

Set i forhold til den solgte mængde gas, der svarer til 82 % af den producerede mængde, udgør omkostningerne i Case 2012 i alt 5,7 kr. pr. Nm<sup>3</sup> metan. Salgsprisen inkl. værdi af procesenergi kan beregnes til 174 kr. pr. GJ eller 6,25 kr. pr. m<sup>3</sup> metan, og der er således et overskud på 0,5 kr. pr. m<sup>3</sup> metan, der sælges.

Der er gennemført en række følsomhedsanalyser for at vurdere, hvilke parametre der er de vigtigste. Som anført er inputmix og tørstofindhold meget afgørende. Et relativt lavt tørstofindhold øger

således omkostningerne fra 4,7 til 5,0 kr. pr. m<sup>3</sup> metan, mens et højt tørstofindhold reducerer produktionsomkostningerne til 4,5 kr. pr. m<sup>3</sup> produceret metan. Et skift fra de dårligste til de bedste forudsætninger omkring tørstof kan således øge overskuddet med 5 mio. kr. årligt.

Øget anvendelse af fiberfraktioner reducerer overskuddet, mens øget anvendelse af majs øger overskuddet ved de angivne priser på 90 kr. pr. ton fiber og 307 kr. pr. ton majs. Bruges der imidlertid dybstrøelse i stedet for fiberfraktionen, kan det øge anlæggets driftsoverskud endnu mere. Da der ikke betales for dybstrøelse, giver dette et af de bedste driftsoverskud under de givne forudsætninger. Det årlige overskud ved brug af 23 % dybstrøelse er således 10 mio. kr., og det er derfor naturligt, at flere anlæg søger at øge andelen af dybstrøelse, selvom der kan være yderligere og ikke indregnede meromkostninger forbundet med dette.

Beregningerne viser, at større anlæg har lavere omkostninger pr. m<sup>3</sup> metan produceret. Dette skyldes både lavere driftsomkostninger og lavere investeringer i transportudstyr m.m. pr. m<sup>3</sup> produceret metan. Anlægget på 500 tons pr. dag giver et mindre underskud baseret på en investering på 65 mio. kr.

Transportafstand fra landmænd til anlægget er her en central parameter. Analysen viser, at næsten 40 % af alle omkostninger kan henføres til transportomkostningerne. De store anlæg kan forvente, at transportomkostningerne pr. m<sup>3</sup> metan produceret kan være svagt stigende grundet større kørselsbehov.

Mindre udsving i størrelsen af anlægsinvesteringen påvirker derimod ikke resultatet i nævneværdig grad, men en reduktion af lånerenten fra 7,5 % til 4,25 % vil dog øge det årlige resultat med ca. 3 mio. kr. Det fremgår endvidere, at støtte til anlægsinvesteringen på 30 % vil øge indtjeningen med 2 mio. kr. årligt, samtidig med at støtten kan lette finansieringen. Stram styring af driftsomkostninger er nødvendig for at opnå det angivne resultat for Case 2012, og såfremt drifts- og vedligehold stiger med ca. 10 kr. pr. ton input omfattende bl.a. vedligehold og løbende driftsomkostninger, øger det omkostningerne med 3 mio. kr., og så er det ikke sikkert, at anlægget giver et overskud.

Ved produktion af biogas til kraftvarmeproduktion produceres der i mange tilfælde samme mængde el og varme hele året rundt. Der kan således forekomme situationer om sommeren, hvor varmen

ikke kan afsættes. Såfremt det er muligt at sælge alt biogassen uden energitab i sommerperioden, øger dette indtjeningen betydeligt.

Analyser viser, at omkostningerne ved opgradering af biogas til distribution via naturgasnettet er nogenlunde de samme for de analyserede opgraderingsteknikker. Dog synes Amin-anlægget at være det billigste (omkring 1,0 – 1,1 kr. pr. m<sup>3</sup> metan inkl. trykforøgelse). Valg af tilslutningssted vil afhænge af placeringen af opgraderingsanlægget, og det kan have nogen betydning for omkostninger og indtægter ved salg af bionaturgas. Den samlede omkostning ved opgradering er sat til 1,2 kr. pr. m<sup>3</sup> metan inkl. trykøgning.

Den opgraderede naturgas kan tilføres enten det større fordelingsnet eller det lokale distributionsnet. Salg af bionaturgas til distributionsnettet har lavere omkostninger til trykøgning, da det krævede tryk højst er 7 bar, men omvendt kan der være en risiko for, at ikke alt gassen kan afsættes, da den ikke kan sendes opad i naturgasledningerne. Ved salg af bionaturgas til fordelingsnettet er der større omkostninger til trykøgning, da der anvendes et tryk på mellem 20 og 50 bar. Til gengæld kan alt den opgraderede bionaturgas aftages hele året rundt, da den forbruges i et meget større område. Investeringen i et anlæg, der øger trykket til 20-50 bar, kan være 3-5 mio. kr., og den årlige omkostning alene for trykøgningen og rørlægning kan være ca. 0,10-0,15 kr. pr. m<sup>3</sup> metan alt efter valg af teknologi og placering.

Case 2012 med opgradering af biogas til naturgas giver et mindre driftsøkonomisk underskud på 0,5 mio. kr. årligt. Såfremt gassen kan sælges til en merværdi på 10 kr. pr. GJ, er overskuddet på niveau med Case 2012 på 3,0 mio. kr. årligt. Den højere pris kan skyldes lavere opgraderingsomkostninger, køb af CO<sub>2</sub>-kvoter undgås (ca. 9 kr. pr. GJ), eller at forbrugerne værdisætter grøn naturgas og betaler en højere pris. Overskuddet ved opgradering er ikke særlig følsomt over for naturgasprisens udvikling.

Analyser af gårdanlæg viser, at det driftsøkonomiske overskud ligger lavere end for Case 2012, men der genereres stadig et positivt afkast på 0,3 kr. pr. Nm<sup>3</sup> metan, mens der for den økologiske bedrift er et underskud på 0,4 kr. pr. Nm<sup>3</sup>. Det er baseret på, at det økologiske anlæg placeres i relativ nærhed til en række økologiske bedrifter.

I den samfundsøkonomiske analyse opgøres værdien af biogas ud fra værdien af sparet naturgas. Endvidere indregnes øget gødningsværdi af den afgassede gylle og reduceret kvælstofudvaskning, mens værdier som reduceret lugtpåvirkning ikke er indregnet, da der ikke direkte er en national målsætning på området og derfor ikke en skyggepris. Værdien af lugtreduktion vurderes dog at være mindre i dag end i tidligere analyser, da kravene til nedfældning er øget.

I beregningerne indgår forvridningstab i forbindelse med tilskud (PSO-afgift) på 20 % og opregning fra faktorpriser til forbrugerpriser med brug af en nettoafgiftsfaktor på 35 %. Renten er sat til 4,25 % svarende til den af Finansministeriet anbefalede samfundsmæssige kalkulationsrente.

Analyserne viser, at de samfundsmæssige omkostninger udgør 39,5 mio. kr. pr. år og at skatteforvridningen udgør 5 mio. kr. pr. år. Den direkte indkomst er 21,4 mio. kr. pr. år og værdien af sideeffekter er 2,3 mio. kr. pr. år. Samlet er nettoomkostningerne 20,8 mio. kr. eller 2,8 DKK pr. m<sup>3</sup> metan. Årsagen til det samfundsøkonomiske tab er, at indtægter i form af tilskud ikke indregnes, hvorfor salgsprisen bliver lavere, samtidig med at omkostningerne grundet opregning til forbrugerpriser og forvridningseffekter bliver højere. Prisen for at reducere emissionen er beregnet til 1.128 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>. Dette er højere end tidligere beregninger, hvilket bl.a. skyldes en højere nettoafgiftsfaktor og øgede omkostninger i form af skatteforvridningstab, ligesom også betaling for fiberfraktionen øger skyggeprisen pr. ton CO<sub>2</sub>.

Følsomhedsanalyserne viser, at øget anvendelse af husdyrgødning i biomasseblandingen til anlægget reducerer samfundsomkostningerne pr. ton CO<sub>2</sub> til 632 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>. Bedst er dog øget anvendelse af dybstrøelse, der kan reducere omkostningen til 414 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>.

Omvendt betyder øget anvendelse af majs, at prisen på CO<sub>2</sub>-reduktionen øges betydeligt, idet der ikke sker nogen reduktion af lattergas, og der er en negativ effekt i forhold til metan. De samfundsmæssige omkostninger pr. ton reduceret CO<sub>2</sub> ved opgradering af biogas er højere end levering af biogassen til kraftvarmeanlæg, hvorfor opgradering ikke umiddelbart er en samfundsøkonomisk attraktiv løsning grundet det øgede investeringsbehov, uden at den samfundsøkonomiske værdi øges tilsvarende. Selvom varmetabet om sommeren øges i alternativet, vil det fortsat være mere samfundsøkonomisk rentabelt at afsætte biogassen til et kraftvarmeværk end til opgradering til naturgas.

Fra et samfundsøkonomisk perspektiv er gårdanlæg en lidt dyrere måde end Case 2012 at nedbringe CO<sub>2</sub>-udledningerne på, men ikke meget. De økologiske anlæg er omvendt relativt dyre, idet omkostningen ligger tæt på 3.000 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>.

Det vurderes, at der med den nye energiaftale, der ligger til grund for nærværende analyser, er skabt grundlag for øget produktion af biogas i de kommende år. Dette afspejles også i de 42 ansøgninger om anlægsstøtte til nye biogasanlæg, der kom i 2012. De 19 anlæg, der fik anlægsstøtte, vil kunne skabe en positiv udvikling, og analyserne her viser, at også anlæg, der ikke får anlægsstøtte, kan få et driftsøkonomisk overskud.

Imidlertid er de økonomiske rammer kun et element af flere, der skal til for en øget biogasproduktion, og her kan finansiering og placering af anlæg udpeges som væsentlige udfordringer, som skal løses. Et andet centralt element er, hvem der vil købe biogassen? Vil kraftvarmeanlæg give nok for varmen, eller vil naturgasselskaberne (og handelsselskaberne) give en højere pris, så gasledningerne fortsat udnyttes?

Analysen i relation til opnåelse af Grøn Vækst-målet om at udnytte op til 50 % af husdyrgødningen i biogasproduktionen indikerer, at dette kræver i alt ca. 50 fællesanlæg. Analysen her viser, at for at opnå en gunstig placering kræves det, at en høj andel (over 70 %) af husdyrgødning i de udvalgte områder tilgår et biogasfællesanlæg. Selv med etablering af alle kendte biogasprojekter nås kun et niveau på ca. 14 PJ og ikke målet på ca. 17 PJ.

Såfremt de 19 anlæg, der har fået anlægsstøtte, etableres, vil ca. 15-20 % af husdyrgødningen udnyttes til biogasproduktion, og biogasproduktionen vil stige til ca. 6,5 GJ. Nogle af dem, der har fået tilsagn om støtte, har dog ikke finansiering og placering på plads, men omvendt vil andre blandt ansøgerne nok blive etableret, selvom de ikke fik anlægsstøtte. En noget højere andel kræver, at mange landmænd nær de fremtidige anlæg leverer husdyrgødning til et biogasanlæg. Det vurderes således som sandsynligt, at der med de nuværende rammebetingelser kan opnås et niveau i 2020, hvor ca. 20-30 % af husdyrgødningen behandles, og der produceres ca. 7 GJ fra biogas baseret primært på husdyrgødning. Dette svarer til en tredobling i forhold til produktionen i dag.

Den samfundsøkonomiske omkostning ved at øge biogasproduktionen er steget grundet ændringer i beregningsprincipper og andre forudsætninger, mere end fordi støtten er øget. Omvendt må man forvente, at samfundet vil skulle betale en højere pris frem mod det danske mål om afskaffelse af fossile brændstoffer i 2050. Imidlertid betyder EU's faldende CO<sub>2</sub>-kvotepriser, at biogassen på kort sigt bliver en relativt dyrere energikilde. På sigt bør bindende CO<sub>2</sub>-kvoter dog betyde, at CO<sub>2</sub>-prisen stiger og dermed øger incitamentet til biogas.

Det er således ikke sandsynligt, at målsætningen, om at 50 % af husdyrgødningen skal anvendes til biogas i 2020, vil blive realiseret, men der er med energiaftalen skabt et grundlag for, at produktionen af biogas vil blive øget i fremtiden.

# Kapitel 1. Indledning

## 1.1. Baggrund

Flertallet af de danske biogASFællesanlæg blev etableret i perioden 1987-1996, og der er i dag ca. 20 af disse anlæg, der er i drift. Sideløbende med denne udvikling er der etableret ca. 60 mindre gårdanlæg, hvilket har betydet, at den samlede produktion af biogas fra husdyrgødning har været stigende siden midten af 1980'erne. Biogasproduktionen baseret på gylle er steget fra 1,5 PJ i år 2000 til 3,0 PJ i 2010 (Energistyrelsen, 2010). Produktion af biogas fra husdyrgødning udgør således hovedparten af den samlede produktion af biogas på 4,2 PJ pr. år, men det er fortsat en beskedent andel af det samlede danske energiforbrug på 641 PJ årligt (Energistyrelsen, 2011a). I Grøn Vækst-aftalen fra 2009 er målsætningen, at op til 50 % af alt husdyrgødning skal gennem et biogasanlæg frem til 2020. Dette forventes at øge produktionen af biogas fra husdyrgødning til 14 PJ pr. år.

Når antallet af biogASFællesanlæg ikke er steget siden 1996, skyldes det bl.a. at rammevilkårene har påvirket indtjeningen negativt. Således er adgangen til biprodukter reduceret, samtidig med at anlæggene nu i stedet for at modtage penge, skal betale for at modtage disse affaldsprodukter, som øger biogasproduktionen betydeligt (Christensen et al., 2007 og Hjorth-Gregersen, 2003). I et samfundsøkonomisk perspektiv bidrager biogasproduktion dog med mange gevinster, som er værdisat i FOI Rapport nr. 136 (Nielsen et al., 2002). Dette gør, at det samfundsøkonomisk har givet god mening at give tilskud til biogasanlæggene.

Fremtidens biogasanlæg vil ikke som tidligere være baseret på bl.a. fiske- og slagteriaffald, som øger gasproduktionen. Det forventes, at anlæggene hovedsageligt vil være baseret på husdyrgødning (gylle og dybstrøelse), men de kan også modtage en kombination af biomasse, som fx majsensilage, andre energiafgrøder og naturplejegræs, samt halm. I de mest husdyrintensive områder har der tidligere været en vis interesse for gårdseparering af gylle, og den interesse kan øges, hvis der betales for den faste fraktion. Samtidig er det nødvendigt, at der også etableres biogasanlæg i områder med lavere husdyrintensitet, hvis målet i Grøn Vækst om biogas af 50 % af husdyrgødningsproduktionen skal nås. Der kan således være behov for separation både i husdyrintensive og -ekstensive områder. På sigt forventes også, at husholdningsaffald m.m. kan

indgå for både at øge gasproduktion og bidrage til den fremtidige forsyning af fosfor til landbrugssektoren.

Biogasproduktion har endvidere relevans i tilknytning til Grøn Vækst-målsætningen om en fordobling af det økologiske areal. Det gælder specielt for omlægning af bedrifter, som ligger uden for områder med økologisk husdyrgødning. Den kan så erstatte den konventionelle husdyrgødning, som på sigt skal udfases. Her er der begrænsede muligheder for udnyttelse af kløvergræs, der i kraft af sin kvælstoffikserende evne er en vigtig afgrøde i det økologiske jordbrug. Biogasproduktion baseret på økologisk kløvergræs og med tilbageførsel af det afgassede materiale til jorden, repræsenterer en teknisk mulighed for at reducere den barriere, som den manglende økologiske husdyrproduktion udgør for væksten i det økologiske areal.

Som en del af det nye energiforlig fra marts 2012 er støtten til biogas omlagt, således at den ikke længere kun gives til el-produktionen, men til en række anvendelser af biogasproduktionen. Dette giver mulighed for en mere fleksibel udnyttelse af gasproduktionen, idet den både kan anvendes til kraftvarme, transport, opgraderes til naturgasnettet eller anvendes som procesenergi i virksomheder med stort energiforbrug. Den højere støtte, som indgår i forliget, giver sammen med flere afsætningsmuligheder bedre rammevilkår for biogassektoren. Det er derfor også relevant at vurdere, om det drifts- og samfundsøkonomisk er en fordel at opgradere biogas til brug i naturgasnettet.

Rapporten beskriver i kapitel 2 data fra nogle planlagte anlæg, hvilket sammen med nøgletal fra historiske analyser bruges til at give et grundlag for Biogasanlæg anno 2012. Efter dette følger en diskussion af centrale rammevilkår i kapitel 3. Kapitel 4 beskriver Case 2012 i detaljer, hvorefter der følger en række driftsøkonomiske analyser. De samfundsøkonomiske analyser er præsenteret i kapitel 5, men kapitel 6 indeholder den samlede afrunding af analysen.

Rapporten har været i faglig høring hos relevante interessenter inden publicering, og vi vil gerne takke for de mange og konstruktive kommentarer, der er kommet.

## **1.2. Formål**

Formålet med denne rapport er at beskrive de forhold, der gælder for biogassektoren med udgangspunkt i den nye energiaftale fra 2012. Formålet er at etablere et opdateret vidensgrundlag



for biogasproduktion i Danmark med hensyn til råvaregrundlag, driftsøkonomi, samfundsøkonomi samt miljø- og klimaeffekter. Fokus i rapporten er på fællesanlæg, men analyser af gårdanlæg indgår også.

Der foretages en vurdering af, om energiforliget giver det nødvendige incitament til at realisere målsætningen om anvendelse af 50 % af husdyrgødningen i biogasproduktion i 2020. Dette mål er en del af Grøn Vækst-planen og indgår også i Energiforliget fra 2012. I den forbindelse vurderes også omkostningseffektiviteten ved at bruge biogas som et virkemiddel til at reducere drivhusgasemissionerne. Der opstilles et regneark, der kan benyttes ved ændrede forudsætninger, således at der også opbygges et analyseberedskab på dette område.

## Kapitel 2. Biogasanlæggenes udgangssituation

I det følgende gennemgås først nogle nøgletal fra eksisterende biogasanlæg, og derefter præsenteres data for nye kommende anlæg. Målet er at give et godt udgangspunkt for opstilling af dagens anlæg anno 2012 i kapitel 4.

### 2.1 Nøgletal om økonomien i eksisterende biogasanlæg

Som angivet tidligere vil fremtidens anlæg på en række punkter adskille sig fra de nuværende anlæg. Imidlertid er det vigtigt at opsamle erfaringer fra de nuværende anlæg, når det drejer sig om udvalgte driftsparametre. Dette kan hjælpe til, at de fremtidige anlæg har en realistisk vurdering af levetider og reinvesteringsbehov samt de løbende administrative omkostninger. I tabel 2.1 er angivet anonymiserede tal fra 3 eksisterende anlæg. Anlæggene har en størrelse på 300-400 m<sup>3</sup> biomasse pr. dag. Målet med tabel 2.1 er ikke at afdække, om vedlagte anlæg giver overskud, men hvilket niveau for løbende omkostninger man bør forvente af et biogasanlæg.

Som det fremgår af tabel 2.1, er der en betydelig forskel på de omkostninger/indtægter, som nuværende anlæg kan have alt efter deres organisering. To af anlæggene sælger gas til et kraftvarmeanlæg, mens det sidste anlæg sælger el og varme. Endelig fremgår det, at alle tre anlæg har betydelige indtægter i form af et modtagergebyr, som nye anlæg ikke vil have.

Omkostninger til forbrugsstoffer varierer betydeligt fra anlæg til anlæg, men udgør for nogle anlæg kun el og olie, mens andre anlæg køber andre hjælpestoffer, der øger gasproduktionen betydeligt. Reparation og vedligehold kan variere betydeligt og ligger i tabel 2.1 mellem 9-17 kr. pr. m<sup>3</sup> biomasse. Lønudgiften, som udgør 20-22 kr. pr. m<sup>3</sup> biomasse, er relativt ensartet. Den samlede drifts- og vedligeholdelse ekskl. forbrugsstoffer udgør herefter 37-53 kr. pr. ton biomasse. Den løbende indtjening skal herefter også dække forrentning og afskrivning (renter og afdrag) af de investeringer, der er foretaget. Disse er ikke angivet i tabel 2.1. Renten er for 2001 opgjort til ca. 9 kr. pr. ton biomasse, mens afdraget udgør ca. 19 kr. pr. ton biomasse for de 11 anlæg, der er beskrevet i detaljer (Hjort-Gregersen, 2002). De samlede finansieringsomkostninger var således ca. 28 kr. pr. ton biomasse. Omfanget af egenkapital varierer en del fra anlæg til anlæg, og det påvirker naturligvis også rentebyrden.

**Tabel 2.1 Anslåede økonomital fra nuværende anlæg (Gennemsnit 2009-2010) (kr./m<sup>3</sup> input)**

<b>Størrelse (m<sup>3</sup>/dag)</b>	<b>300-400</b>
	(kr./m <sup>3</sup> )
Salg af gas	59-86
Salg af el	0-12
Salg af varme	0
Modtagergebyr	11-16
<b>Omsætning i alt</b>	<b>88-101</b>
Køb af varme	0-11
Køb af el	4-6
Køb af motorbrændstof	5
Øvrige forbrugsstoffer	0-26
<b>Forbrugsstoffer i alt</b>	<b>9-46</b>
Rep. transport	3-4
Rep. anlæg	3-9
<b>Rep. og vedligehold i alt</b>	<b>9-17</b>
Andre udgifter	4-8
Løn anlægspersonale	20-22
Administration og diverse	2-8
<b>Driftsudgifter i alt</b>	<b>62-83</b>
<b>Løbende indtjening før finansiering</b>	<b>18-34</b>

Kilde: Hjort-Gregersen (2011).

Det kan her være relevant at henvise til nogle af de konklusioner, som tidligere analyser har påpeget. Det fremgår således, at der er et indkøringstab på omkring ca. 15-25 % af salgsindtægterne i det første år (Hjort-Gregersen, 2003). For nogle anlæg er indkøringstabet noget mindre, mens det for andre er større.

Hvad angår aflønning, er der sjældent aflønning af timeforbruget i planlægningsperioden, selvom denne i praksis kan tage flere år og vil omfatte betydelige omkostninger.

Det fremgår af tidligere analyser, at den opnåede gaspris varierer fra 1,49 kr. pr. m<sup>3</sup> biogas i Hashøj til 2,21 kr. pr. m<sup>3</sup> biogas i Thorsø (Nielsen, 2002). Variationen i priserne dækker over en række forhold lokalt, selv når gassen sælges direkte. Det samme gælder salgsprisen for varme, der lå fra 167 til 369 kr. pr. MWh. Når prisen fastlægges, har valg af referencebrændsel en betydning for prisen. Det kan således have stor betydning, om alternativet er naturgas eller andre typer brændsel.

Det samlede salg af el og varme er naturligvis højere for anlæg, der selv står for konverteringen og salg til forbrugerne end dem, som alene sælger gassen. Opgørelsen viser, at der i praksis er betydelig variation i den salgspris, der er opnået.

I 2002 blev der typisk opnået et modtagergebyr på 63 kr. pr. m<sup>3</sup> alternativ biomasse, som udgjorde næsten 30 % af det samlede input. Set i forhold til den samlede behandlede biomasse udgjorde modtagergebyret i alt 17 kr. pr. m<sup>3</sup>. Det er denne indtægt, der i det store hele i dag er bortfaldet. Analysen viser, at anlæggene bruger ca. 30-45 % af deres salgsindtægter på kapitalomkostningerne, baseret på 3 % rente og 20 års løbetid. Niveauet varierer bl.a. med omfang af anlægstilskud.

Det blev dengang vurderet, at de direkte gevinster for landmænd, der deltog i biogasanlægget, også ville omfatte værdi af bedre udnyttelse af husdyrgødningen (5,4 kr. pr. m<sup>3</sup> biomasse) og opbevaring og transport (1,5 kr. pr. m<sup>3</sup> biomasse). Det sidste antages ikke længere at give samme fordel, da de enkelte bedrifter i dag har fuld lagerkapacitet. I det omfang der sker en omfordeling, kan biogasanlægget hjælpe med at reducere transportomkostningerne. Det vurderes, at omfordelingen af gylle mellem bedrifter i dag er lettere, end den var for 5-7 år siden, bl.a. fordi planteavlere modtager mere husdyrgødning. Dette har også reduceret omkostningerne ved at transportere husdyrgødning, da sælger ikke længere betaler for både udbringning og transport. Værdien af reduceret transport er derfor ikke indregnet, men det kan ikke afvises, at den har en værdi i nogle tilfælde.

## 2.2 Beskrivelse af kommende biogasanlæg

De følgende data er fundet via indsamling af projektrapporter, interview med anlæggenes bestyrelsesformænd samt kontakt med projektledere i foråret 2012. De anlæg, der er projekteret, er opdelt i ”*gennemsnitsanlæg*” baseret på alle anlæggene, ”*Gennemsnit anlæg < 1000 tons input/dag*” baseret på 10 anlæg, ”*Gennemsnit anlæg > 1000 tons input/dag*” baseret på 6 anlæg, og ”*økologiske anlæg*” baseret på 2 anlæg. Det er valgt ikke at inkludere de specifikke data, men de har været brugt i forarbejdet til rapporten. Det har ikke været muligt at skaffe alle oplysninger fra alle 18 anlæg, hvorfor de følgende tabeller ikke nødvendigvis er baseret på oplysninger fra alle 18 anlæg. Det har ikke været muligt efterfølgende at få adgang til detaljerede data for de 19 anlæg, der fik anlægsstøtte i efteråret 2012, men der henvises til afsnit 2.3.

Formålet her er at beskrive de anlæg, der er undervejs, og det er således ikke en forudsætning, at anlæggene bliver etableret. Tabel 2.2 viser først input af biomasse samt mængden af biogas produceret, både pr. dag og pr. år. Ud fra dette beregnes den producerede biogasmængde pr. ton biomasse. Metanudbyttet samt tørstofindholdet er også repræsenteret, da det kan medvirke til at forklare forskellen i de ovenstående nøgletal. Når man i tabel 2.1 sammenligner store og mindre anlægs biogasproduktion pr. ton input, ses det, at de mindre anlæg forventer at producere ca. 10 m<sup>3</sup> mere biogas pr. ton input, end de store anlæg. En forklaring på denne forskel kan være forskellen i inputsammensætningen på de forskellige anlæg, hvilket er illustreret i tabel 2.3.

De store anlæg har i gennemsnit 11 % større forventet gylleandel i deres input, end de mindre anlæg. Andelen af industriaffald i store og mindre anlæg er stort set ens, men de store anlæg har 6 % mere fiber og 5 % mindre energiafgrøder i deres input, end de mindre anlæg. Fordelingen for de økologiske anlæg er en del mere usikre, da inputtet stadig er uspecificeret og derfor registreret under ”øvrige”. Tallene for de økologiske anlæg må vurderes med forsigtighed, da de kun er baseret på to anlæg, som endda er vidt forskellige bortset fra inputsammensætning.

**Tabel. 2.2 Input og produktion af biogas for planlagte anlæg**

Input /output	Gennemsnits-anlæg	Gennemsnit anlæg < 1000 tons input/dag	Gennemsnit anlæg > 1000 tons input/dag	Økologiske anlæg
Antal anlæg	18	10	6	2
Input (tons pr. dag)	722	527	1.240	208
Input (tons pr. år)	263.617	192.191	452.546	76.000
Biogas (m <sup>3</sup> pr. dag)	27.521	22.994	43.328	7.260
Biogas (m <sup>3</sup> pr. år)	10.045.182	8.392.884	15.814.839	2.650.000
Biogas pr. inputenhed m <sup>3</sup> /ton)	38	44	34	35
Metanudbytte (%)	60	59	61	-
Tørstofindhold	9,68	10,80	9,10	-

Note: Det har ikke været muligt at skaffe alle oplysninger fra alle 18 anlæg, hvorfor de følgende tabeller ikke nødvendigvis er baseret på oplysninger fra 18 anlæg.

Kilde: Egen analyse

**Tabel 2.3 Input til planlagte biogasanlæg**

Input (%)	Gennemsnitsanlæg	Gennemsnit anlæg < 1000 tons input/dag	Gennemsnit anlæg > 1000 tons input/dag	Økologiske anlæg
Gylle	71,0	66,2	77,2	27,0
Separeret gylle og dybstrøelse	11,7	15,8	8,8	5,6
Prim. slam	1,8	0,3	3,0	
Industri	9,1	9,3	9,5	
Energiafgrøder	4,2	7,9	1,5	
Øvrige	2,3	0,5	0,0	67,4
Sum	100,0	100,0	100,0	100,0

Kilde: Egen analyse

Tabel 2.4 beskriver transporten af biomasse til og fra anlæggene. Det ses, at de store anlæg i gennemsnit kun har ca. 7 % længere afstand til deres leverandører end de mindre anlæg. I flere tilfælde har der kun kunnet fremskaffes data med maksimumafstandene til leverandørerne. For stadig at kunne indgå i datagrundlaget er disse maksimumafstande halveret som det mest realistiske bud på en gennemsnitsafstand. Antallet af tankvogne pr. anlæg er 4 for både store og mindre anlæg. Dette lyder umiddelbart usandsynligt, da det fremgår, at de store anlæg har næsten dobbelt så mange ture at køre pr. dag, men omvendt henter de mere på hver bedrift (se tabel 2.5). Forklaringen er formentlig et usikkert datagrundlag for de store anlæg, som i realiteten kun beror på data fra to anlæg. Det kan måske overraske, at de store anlæg ikke i højere grad forventer at anvende separeret gylle for at nedbringe den mængde, der skal transporteres lange afstande. Det kræver dog, at anlæggene enten betaler mere for den fast fraktion eller selv investerer i separationsudstyr.

**Tabel 2.4 Transportafstand og antal tankvogne for planlagte biogasanlæg**

Transport	Gennemsnits-anlæg	Gennemsnit anlæg < 1000 tons input/dag	Gennemsnit anlæg > 1000 tons input/dag	Økologiske anlæg
Gennemsnitsafstand til leverandører (km)	14	14	15	13
Antal tankvogne	4	4	4	-
Antal leverandører	57	50	77	23
Antal ture pr. dag	49	45	81	8,5

Kilde: Egne analyser

Endvidere ses det i tabel 2.6, at de store anlæg har 35 % flere leverandører end de mindre anlæg og 70 % flere end de økologiske anlæg. Dette betyder også, at de store anlæg har væsentlig flere ture pr. dag end de mindre anlæg og de økologiske anlæg. Dette skal dog ses i sammenhæng med, at de i gennemsnit har brug for mere end dobbelt så meget input, som de mindre anlæg.

Tabel 2.5 viser først en oversigt over det gennemsnitlige input af gylle pr. dag pr. leverandør. Her ses det, at de store anlæg modtager større mængder gylle pr. leverandør end de mindre og økologiske anlæg. Leverandørerne til de store anlæg producerer i gennemsnit næsten 45 % mere

gylle end leverandørerne til de mindre anlæg. Ud fra omregningsfaktoren, der viser, at mængden af gylle produceret pr. DE (dyreenheder) pr. dag i gennemsnit er 55 kg (20 tons/DE/år), findes det gennemsnitlige antal DE pr. leverandør for de store, de mindre og de økologiske anlæg. Her ses der også en klar størrelsesforskel blandt leverandørerne til de forskellige størrelser anlæg.

**Tabel 2.5 Input pr. dag og antal leverandører for planlagte biogasanlæg**

Leverandør	Gennemsnits-anlæg	Gennemsnit anlæg < 1000 tons input/dag	Gennemsnit anlæg > 1000 tons input/dag	Økologiske anlæg
Input af gylle (tons pr. dag)	541	353	957	112
Antal leverandører	57	50	77	23
Gennemsnitsmængde gylle, tons input pr. dag/leverandør	9,5	7,1	12,4	4,9
Gennemsnitsantal DE pr. leverandør	172	128	226	89

Kilde: Egen analyse

Tabel 2.6 viser driftsudgifterne fordelt på køb af biomasse, el, administration og mandskab samt vedligeholdelse. Derudover er driftsudgifterne pr. produceret m<sup>3</sup> biogas også udregnet. Opgørelserne er baseret på relativt få anlæg, så der bør ikke lægges for stor vægt på de opdelte anlæg, men mest på gennemsnittet. Ud fra gennemsnitsanlægget ses det, at køb af biomasse klart er den største udgift ved driften af et biogasanlæg. Udgifterne pr. produceret m<sup>3</sup> biogas summer til i gennemsnit 1,5 kr. Driftsudgifter pr. m<sup>3</sup> gylle bliver i gennemsnit 63 kr. pr. m<sup>3</sup> biomasse.



**Tabel 2.6 Forventede driftsudgifter for planlagte biogasanlæg**

Selskabsøkonomi	Gennemsnits -anlæg	Gennemsnit anlæg < 1000 tons input/dag	Gennemsnit anlæg > 1000 tons input/dag	Økologiske anlæg
Input (tons pr. år)	263.617	192.191	452.546	76.000
Biogas (m <sup>3</sup> pr. år)	10.045.182	8.392.884	15.814.839	2.650.000
Driftsudgifter (1000 kr.)	14.898	19.055	15.479	5.420
Heraf (%)				
- Køb af biomasse	70	73	74	54
- El	4	3	6	4
- Adm. + mandskab	13	9	20	20
- Vedligeholdelse	13	15		22
Driftsudgifter (kr. pr. m <sup>3</sup> biogas)	1,5	1,9	1,2	1,2
Driftsudgifter (kr. pr. m <sup>3</sup> biomasse)	63	83	40	70

Kilde: Egen analyse

Note: Omkostninger for de enkelte poster stemmer ikke med summen, da ikke alle observationer er til stede for alle omkostninger. Der er således nogen usikkerhed på andel af de enkelte omkostningskategorier.

Tabel 2.7 viser de samlede investeringer i de forskellige typer af anlæg og fordelt på investeringer til transport og til selve biogasanlægget. Det kan overraske, at investeringen pr. ton dagligt input er højere for de store anlæg end for de mindre anlæg. Det kan skyldes, at et enkelt af de store anlæg har meget store investeringer. På trods af den store forskel i biogasudbyttet for de 2 økologiske anlæg er deres investeringsomkostninger meget ens, og væsentligt lavere end for de andre anlæg, da de er noget mindre.

Andelen af de samlede investeringer til hhv. transportudstyr og selve anlægget er stort set ens på tværs af de forskellige anlægstyper, på nær for de økologiske anlæg, som kun bruger ca. 6 % af investeringerne på transport mod de andre anlægs 11-13 %. Det bør noteres, at reinvesteringer ikke

indgår i datagrundlaget, da der i flere tilfælde for planlagte anlæg ikke er taget højde for denne udgift på længere sigt.

**Tabel 2.7 Forventede investeringer for planlagte biogasanlæg**

Anlægs investeringer	Gennemsnits-anlæg	Gennemsnit anlæg < 1000 tons input/dag	Gennemsnit anlæg > 1000 tons input/dag	Økologiske anlæg
Samlede investeringer (mio.):	117	88	204	30
-Transport	12	10	28	2
-Biogasanlæg	80	67	170	23
Årlige omkostninger (mio. kr. pr. år)	9,4	7,1	16,4	2,4
Årlige omkostninger (kr. pr. m <sup>3</sup> biogas)	1,0	1,0	1,0	1,4
Årlige omkostninger (kr. pr. m <sup>3</sup> biomasse)	34	35	33	31

Kilde: Egne beregninger

Tabel 2.8 viser data for de forskellige typer af anlæg, heriblandt reaktorvolumen, længden af gasledningen fra anlægget til det lokale kraftvarmeværk, samt hvordan gassen anvendes. Alle anlæggene har frem til det nye energiforlig sagt, at de forventer at afsætte deres biogasproduktion til et lokalt kraftvarmeværk, medmindre det blev mere rentabelt at sælge til naturgasnettet. Det kan derfor være, at nogle af anlæggene ender med at vælge at opgradere biogassen og sælge den til naturgasnettet.

Da data er indsamlet i foråret 2012, er elektriciteten solgt til den pris, der var indeholdt i det tidligere forlig, nemlig 78,1 øre pr. kWh. Varmen sælges til mellem 200 og 400 kr. pr. MWh. Som tidligere angivet kan lokale forhold betyde en del for den pris, der opnås, og hvilke forventninger der er til de fremtidige priser.

Det økonomiske resultat fremgår ikke af alle modtagne projektplaner, og det er således ikke let at se, om der forventes et overskud.

**Tabel 2.8 Reaktorstørrelse, gas-varme ledning for planlagte biogasanlæg**

Anlæg	Gennemsnits-anlæg	Gennemsnit anlæg < 1000 tons input/dag	Gennemsnit anlæg > 1000 tons input/dag	Økologiske anlæg
Reaktorvolumen (m <sup>3</sup> )	18.400	15.500	42.150	4.750
Gasledning (km)	5,1	4,6	8,5	-
Gasanvendelse	El/varme	El/varme	El/varme	El/varme

Kilde: Egne beregninger

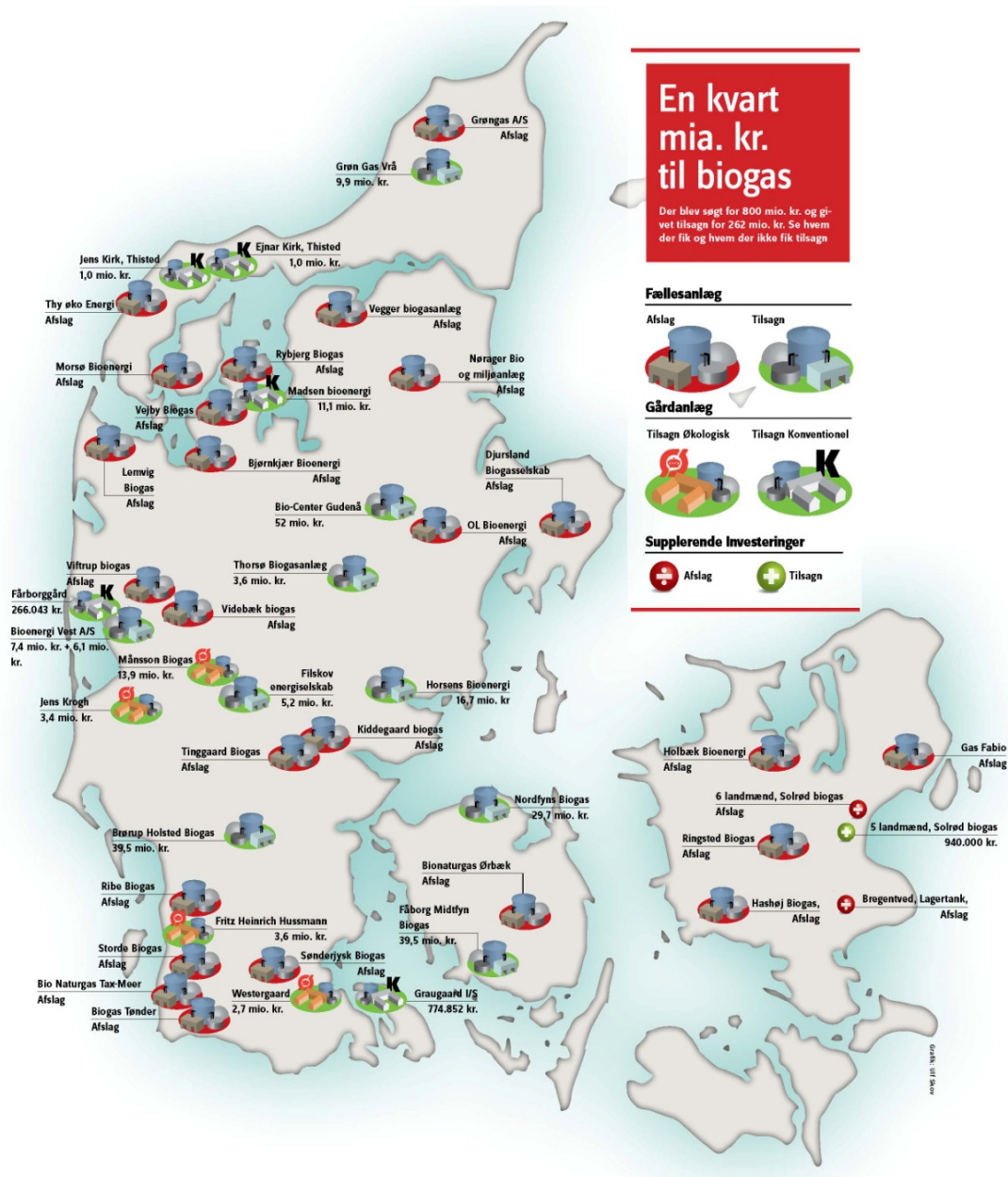
### 2.3 Kort beskrivelse af de anlæg, der søgte støtte i 2012

Det var i 2012 muligt at søge om 30 % anlægsstøtte. Der blev i alt ansøgt om et beløb på ca. 800 mio. kr. omfattende ca. 42 anlæg. Den økonomiske ramme var på 262 mio. kr. (EU-medfinansieret), og anlægsstøtten blev fordelt på 19 anlæg, mens resten fik afslag. Den forventede produktion fra de 19 anlæg er ca. 2,5 PJ.

De anlæg, der har fået tilsagn om støtte, omfatter: Grøn Gas Vrå (F), Jens og Ejnar Kirk (G), Madsen Bioenergi (G), Bio-Center Gudenå (F), Thorsø biogas (F), Fåborggård (G), Bioenergi Vest (F), Månsson Biogas (Ø), Filskov biogas (F), Jens Krogh (Ø), Horsens Bioenergi (F), Brørup-Holsted biogas (F), Fritz H. (G), Westergaard (Ø), Fåborg Midtfyn Biogas (F), Nordfyn Biogas (F) og Solrød biogas (støtte til landmænd, der leverer). Her angiver (F) et fællesanlæg, (G) et gårdanlæg og (Ø) et økologisk anlæg. Endvidere har Solrød biogas opnået et direkte EU-tilskud på ca. 3 mio. kr. Placering af anlæggene fremgår af figur 2.1. Anlæggene skal alle være funktionsdygtige medio 2015. Der er blevet givet tilsagn om anlægsstøtte til en række anlæg, der ikke indgår i afsnit 2.2, men det vurderes, at de beskrevne anlæg overordnet set beskriver de fremtidige anlæg, da de indgår i de 42 anlæg, der søgte om støtte.

Kriterierne for tildeling af anlægsstøtte har ifølge NaturErhvervsstyrelsen været høj gasproduktion pr. ton input og omkostningseffektivitet målt som omkostningen pr. m<sup>3</sup> metan produceret også set i

forhold til den behandlede mængde husdyrgødning. Der har endvidere været en forventning til, at udfordringer vedr. placering og finansiering kunne løses for de udvalgte anlæg. Det har dog ikke været et direkte krav, at finansiering og placering var på plads for at få anlægsstøtte. Ud over støtte til anlæg er der også givet støtte til supplerende investeringer (bl.a. lager og separationsanlæg) til landmænd, der leverer til biogasanlæg.



**Figur 2.1 Oversigt over biogasanlæg, der har ansøgt og fået anlægsstøtte i 2012**

Grafik udarbejdet af Ulf Skov.

Kilde: Landbrugsavisen (2013)

NaturErhvervsstyrelsen har ikke lavet en nærmere analyse af de anlæg, der har fået tilskud, eller som har ansøgt om støtte. Men Energistyrelsens Task Force (2013) har lavet en analyse af kommende anlæg. Denne analyse omfatter 50 udvidelser/nye anlæg og en samlet produktion på 10 PJ/år svarende til en stigning af den samlede biogasproduktion fra det nuværende niveau på 4,1 til 14 PJ. De analyserede anlæg omfatter bl.a. 10 fællesanlæg og 5 nye gårdanlæg, der har fået anlægstilskud i 2012.

Det fremgår af den analyse, at 45 % vil anvendes til kraftvarme, 40 % vil opgradere, 10 % til lokal el- + varmeproduktion, og 5 % vil både opgradere og levere kraftvarme (Biogas Taskforce, 2013). Andel af husdyrgødning udgør 85 %. Endvidere vil de fleste anlæg anvende energiafgrøder (majs, roer eller græs), mens omkring halvdelen af anlæggene vil anvende dybstrøelse, mens en mindre andel (ca. 10 %) af anlæggene vil anvende fiberfraktion eller halm. Det vurderes overordnet, at deres vurdering af kommende anlæg på mange punkter svarer til analysen i afsnit 2.2, men ønsket om at anvende dybstrøelse synes at være stigende.

## **2.4 Opsamling omkring centrale parametre**

Der er i en række tidligere analyser foretaget en vurdering af økonomien ved biogasproduktionen. Dette gælder notater fra FOI, Energistyrelsen og Videncentret for Svineproduktion (se Dubgaard et al., 2010; Jacobsen et al., 2010; Tafdrup 2009; Tafdrup 2012 og Christiansen, 2010).

Analyser af eksisterende anlæg og planlagte anlæg viser sammen med tidligere analyser af økonomien i biogasanlæg, at der er en række parametre, som er meget vigtige for økonomien i biogasproduktionen.

### **Valg af input**

Som forventet består hovedparten af inputtet i de nye anlæg af gylle, svarende til 70-80 %. Det er endvidere vigtigt, om der tilføres majs og andre energiafgrøder, samt i hvilket omfang der indgår fiber fra separeret gylle, da dette påvirker gasproduktion pr. ton biomasse meget.

## **Gaspotentiale**

Der har været nogen usikkerhed om det forventede tørstofindhold i svine- og kvæggylle, da tørstofindholdet i praksis synes lavere end angivet i normtallene. Det er derfor vigtigt, at der i projekteringen af det enkelte anlæg laves en præcis vurdering af tørstofindholdet.

## **Salgsindtægt**

Salgsprisen på biogas er koblet til prisen på el og varme eller gasprisen. Der er stor lokal variation i salgsprisen på varmen, og erfaringer viser således, at de lokale forhold har stor betydning for den salgspris for biogas, der reelt opnås.

## **Placering**

Placering af biogasanlægget betyder meget for den forventede andel af den producerede varme eller naturgas, der ikke udnyttes. Placering betyder også noget i forhold til opgradering til bionaturgas, idet der skal sikres en stabil afsætning året rundt, uden at omkostningerne til opgradering og trykøgning i relation til naturgasleveringen bliver for høje. Placering er også vigtig i forhold til naboaccept, lugtproblemer og den øgede transportmængde.

## **Anlægsinvestering og reinvesteringer**

Der er nogen forskel på anlægsinvesteringerne for nye biogasanlæg, også når der korrigeres for inputmængde. Det synes derfor relevant at analysere nærmere, hvad årsagen til disse forskelle er, fx om det skyldes udformning af anlæg eller afledte funktioner (separation, investering i lastbiler m.m.). Der synes at være usikkerhed om niveauet for reinvesteringer, hvor erfaringer fra eksisterende anlæg kan anvendes. Det vil derfor være oplagt at analysere dette nærmere for de anlæg, der forventes etableret i 2013-2014. Endvidere vil renten og dermed de kapitalomkostninger, de skal betale, betyde meget for de årlige omkostninger.

## **Transportomkostninger**

De årlige transportomkostninger er naturligvis tæt koblet til den gennemsnitlige transportafstand. Som det fremgår, arbejder de nye anlæg med en gennemsnitlig afstand på ca. 13-15 km. Det er sandsynligt, at større anlæg vil have en lidt større transportafstand og dermed større omkostninger pr. ton biomasse. De planlagte anlæg har en transportafstand, der er større end anvendt i analyser foretaget af fx Energistyrelsen (Tafdrup, 2009 og 2012). Det kunne dog indikere, at det er vigtigt at

vide, præcis hvem der forventes at levere til biogasanlægget, så transportbehovet kan beregnes præcist.

### **Administrative omkostninger**

De årlige administrationsomkostninger til ansatte, bestyrelse, forsikringer m.m. varierer en del. Således er omkostningen i de nuværende anlæg mellem 2-8 kr. pr. ton input, mens der i de planlagte anlæg ikke altid er afsat de sandsynlige omkostninger til denne post.

## Kapitel 3. Rammevilkår for biogasproduktion i Danmark

I dette kapitel beskrives nogle af de vigtigste rammevilkår for biogasproduktion i dag. Det drejer sig bl.a. om inputtyper, gasproduktion pr. input, systemer og transport samt salgsmuligheder, som danner grundlag for Case 2012, der præsenteres i kapitel 4.

### 3.1. Tørstofindhold i gylle til biogasanlæg

Hovedparten af inputmængden i fremtidens biogasanlæg vil bestå af gylle. Der har i en længere periode været stor diskussion om tørstofindholdet og dermed den forventede gasproduktion pr. ton gylle. At gyllens tørstofindhold i praksis nok er lavere end normerne, blev påpeget allerede i FOI Rapport 188 (Christensen et al., 2007).

Det fremgår af normtallene fra 2012 (Aarhus Universitet, 2012), at gylle fra søer skulle have et tørstofindhold på 4,5 % (4,5 % i 2008), slagtesvin 6,1-6,6 % (6,6 % i 2008), mens det for køer skulle være 9,3 % (10,3 % i 2008) fra en sengestald (Poulsen, 2012). Videntcentret (Lorenzen, 2011) anfører imidlertid, at et tørstofindhold på 3,5-4,0 % i svinegylle og 7-8 % i kvæggylle er realistisk i praksis. Den lavere tørstofandel betyder, at metanproduktionen pr. ton gylle kun er 7,6-9,7 m<sup>3</sup> pr. ton svinegylle og 10,9-12,5 m<sup>3</sup> pr. ton kvæggylle (Lorenzen, 2011). Hjort-Gregersen (2011) angiver en tørstofprocent på 2,5 % for sogylle, hvilket også er det niveau, der er fundet i Farmtest af separationsanlæg, og her er produktionen kun ca. 6 m<sup>3</sup> metan pr. ton gylle.

Til sammenligning forudsættes gasproduktionen at være 12,8-12,9 m<sup>3</sup> metan pr. ton svinegylle og kvæggylle i Energistyrelsens og Planenergis beregninger (bl.a. Tafdrup, 2009, 2011). Landbrug & Fødevarer anvender til sammenligning 11,1 og 14,3 m<sup>3</sup> metan pr. ton svine- og kvæggylle (Christensen, 2012).

Det er således vigtigt, om svinegylle overvejende er gylle fra søer (tørstofindhold ned til 2,5 %), eller om det er fra slagtesvin (op til 6-7 %). Det kan betyde en variation i metanproduktionen pr. ton på 6 til 13 m<sup>3</sup> metan pr. ton svinegylle. Ser man på de nye anlæg, der blev beskrevet i kapitel 2, varierer den forventede metanproduktion på anlæg fra fx Nordfyn og til Biocenter Gudenå fra 9 til 18 m<sup>3</sup> metan pr. ton input. Begge anlæg er baseret på 95 % gylle, samt et tørstofniveau på 7-8 %.



Det vurderes, at der i de planlagte anlæg er stor variation omkring forventet biogasproduktion, og at der i nogle anlæg kan være tale om en overvurdering af gasproduktionen.

Samlet set er der altså nogen usikkerhed om gasudbyttet pr. ton gylle. I dette indgår også, at den forventede gasproduktion pr.  $\text{m}^3$  tørstof (VS) (Volatile Solids) kan variere. Det er således meget vigtigt, at de enkelte anlæg har en præcis vurdering af den type input, de bør modtage, og eventuelt laver gaspotentialeanalyser. De opstillede normtal for husdyrgødning bør ikke ukritisk anvendes ved vurdering af tørstofindhold, gyllemængde og biogaspotentiallet lokalt.

Hvad angår dybstrøelse, så finder (Møller, 2011), at metanudbyttet fra dybstrøelse fra kvægbedrifter (konventionel og økologisk) ligger på 70-90  $\text{m}^3$  metan pr. ton biomasse, mens dybstrøelse fra slagtekyllinger og høns giver 120  $\text{m}^3$  metan pr. ton input. Når andelen af dybstrøelse i de planlagte anlæg i sektion 2.2 er relativt lav, kan det bl.a. hænge sammen med, at tilgængeligheden af dybstrøelsen er begrænset. Det er også med trykkogning og brug af extruder som forbehandling muligt at øge gasproduktionen fra dybstrøelse med yderligere 15-60 %. Halm kan også anvendes, men der er her stor variation i det forventede gasudbytte pr. ton organisk stof (VS), og man skal forvente meromkostninger til forbehandling, såfremt omfanget af halm overstiger 10 % (Birkmose et al., 2013).

I Case 2012 er der anvendt et tørstofindhold på 7,5 % for kvæggylle og 4,9 % for svinegylle (blanding). Biogasudbyttet forudsættes at være 0,2  $\text{m}^3$  metan pr. kg VS for kvæg og 0,28  $\text{m}^3$  metan pr. kg VS for svin (Birkmose et al., 2013). Birkmose et al. (2013) estimerer tørstofandelen i gylle fra slagtesvin til at være 5,5 % og tørstofandelen i sogylle til at være 4,0 %. Den samlede tørstofandel findes derfor som et vægtet gennemsnit af de to værdier. På baggrund af Danmarks Statistik, data fra Landbrug & Fødevarer samt normtallene fra 2012 findes, at 57 % af den danske svinegylle stammer fra slagtesvin, og 43 % stammer fra sogylle (Danmarks Statistik, 2012), (Poulsen, 2012), (Landbrug & Fødevarer, 2012). Samlet giver dette for begge typer gylle et gasudbytte på ca. 11  $\text{m}^3$  metan pr. ton input.

### **Aftaler om tørstofindhold i gylle**

Et andet aspekt omkring gylle og tørstofindhold er de aftaler, der etableres omkring dette. I udgangssituationen indgås en leveringsaftale mellem landmand og biogasanlæg, hvor landmanden

forpligtiger sig til at levere og modtage en given mængde gylle hvert år. Nogle biogasanlæg har krævet et indmeldelsesgebyr for medlemmer, mens andre arbejder med en mere præcis beskrivelse, hvor værdien af den afleverede gødning og den modtagne gødning opgøres baseret på forventet udnyttelse af N i marken. Endelig har nogle anlæg et krav om tørstofindhold, hvorefter der sker en præmiering eller modregning, alt efter om tørstofindholdet er over eller under denne grænse.

I Nielsen et al. (2002) blev fordelene ved at modtage afgasset gylle estimeret til 5 kr. pr. ton gylle, der blev leveret til anlægget. I Sønderjysk biogas (2008a) fremgår det, at værdien af den højere N-udnyttelse og ændret næringsstofindhold kan have en værdi på 5-10 kr. pr. ton gylle, landmanden modtager retur. Sønderjysk Biogas betaler en pris såfremt tørstofindholdet i gyllen er over minimumskravet på 7,5 % for kvæggylle og 5 % for svinegylle, mens landmanden må betale, hvis tørstofindholdet er under. Det betyder, at der for biomasse med et tørstofindhold på 27 % (svarende til den faste fraktion ved separation) opnås en salgsværdi på 37 kr. pr. ton (Sønderjysk biogas, 2008).

Der kan opnås en udnyttelse på 80-85 % af N-indholdet i bioafgasset gylle, hvilket er noget højere end det beregnede udnyttelseskrav af N på ca. 58 % (Lemvig biogas, 2012). Når dette krav ligger noget under kravet til udnyttelse af N i svine- og kvæggylle, skyldes det indregning af andre typer input med et lavere krav til N-udnyttelse. I dette tilfælde ligger den faktiske udnyttelse af 20 % over kravet grundet de input (affald), biogasanlægget modtager. For mange nye biogasanlæg vil merudnyttelsen af afgasset gylle kun være ca. 10 %, idet en højere andel er gylle med et krav på 70-75 %.

Da kvælstofnormerne er under det økonomiske optimum, er værdien af det tilførte N højere end prisen på N i handelsgødning. Ved en N-pris på ca. 10 kr. pr. kg N og et indhold på 4-5 kg N pr. ton gylle kan den direkte merværdi af den øgede udnyttelse (ca. 0,5 kg N pr. ton gylle) beregnes til 4-5 kr. pr. ton svinegylle (Jacobsen et al., 2011).

I aftalen fra Sønderjysk Biogas betaler landmanden forskellen i gødningsværdi for N, P og K, samt et gebyr på 2 kr. pr. ton for bløde værdier (reduceret lugt, deklaration, m.m.) (Sønderjysk Biogas, 2008). Der betales endvidere 1.000 kr. pr. DE, der ikke skal leveres tilbage. Omregningen er baseret

på 20 m<sup>3</sup> gylle pr. DE. Det svarer således til, at der betales 50 kr. pr. ton gylle, som bedriften ikke modtager retur.

Der vil således for nogle landmænd være en værdi i form af bedre N-udnyttelse og/eller større næringsstofindhold, der kan værdisættes til mellem 5-15 kr. pr. ton gylle. Det kan således være acceptabelt for landmanden at betale for at få et produkt med højere gødningsværdi retur, end han afleverer i form af ubehandlet gylle. I Case 2012 er den øgede gødningsværdi sat til 5 kr. pr. ton gylle.

### **3.2. Alternativ biomasse som input i biogasanlæg**

Input til nye biogasanlæg består hovedsagelig af svine- og kvæggylle, men der er en del overvejelser om anvendelse af andre typer input, herunder fiberfraktion fra separeret gylle, majs, roer og græs.

#### **3.2.1 Fiberfraktion**

Fordelen ved gårdseparation af gylle er, at det øger det gennemsnitlige tørstofindhold i den biomasse, der benyttes i biogasanlægget til et niveau, som sikrer en økonomisk effektiv kapacitetsudnyttelse i biogasproduktionen og samtidig reducerer transportomkostningerne. På biogasanlægget blandes fiberfraktionen med gylle med et lavere tørstofniveau, således at den afgassede biomasse bliver pumpbar, men med et væsentligt højere tørstofindhold end gennemsnittet i den bagvedliggende gyllemængde. Ved salg af en del af den afgassede gylle til planteavlsbedrifter indebærer det højere tørstofindhold en fordel i form af lavere transportomkostninger og dermed et større økonomisk relevant afsætningsområde. Som det fremgik af kapitel 2, vil gylleseparering sandsynligvis ikke være interessant for leverandørerne, hvis ikke biogasanlæggene tydeligt angiver, at de vil betale en markant højere pris på den faste fraktion.

Ud over fordelene i forbindelse med biogasproduktion og transport af biomasse giver gylleseparering visse fordele på de bedrifter, hvor der foretages separering. Det drejer sig om muligheder for større kvælstofforsyning fra bedriftens produktion af husdyrgødning, og dermed mindre forbrug af handelsgødningskvælstof, samt mindre behov for harmoniareal pr. dyreenhed, hvis oveskydende husdyrgødning (i form af fiberfraktion) afsættes gennem biogasanlægget.

Det er tidligere antaget, at fordelene ved gylleseparering på bedriften kunne dække separeringsomkostningerne fuldt ud (Dubgaard et al., 2010). Der er siden sket ændringer, som betyder, at det næppe er realistisk at opretholde den antagelse. Dels er husdyrintensiteten faldet i en del områder (Jacobsen, 2011), dels har højere gødningspriser gjort flere planteavlere interesseret i at modtage gylle. Disse ændringer har gjort det lettere at opnå gylleaftaler. Endvidere er foderudnyttelsen blevet mere effektiv, så fosforoverskuddet er lavere (op. cit.), hvilket har reduceret behovet for afsætning af overskydende husdyrgødning. Endelig er der ikke længere arealkrav, der betyder, at en del af harmoniarealet skal være ejet. Tilsammen har disse ændringer betydet, at husdyrproducenters fordele ved separering af gylle med henblik på lettere afsætning til andre bedrifter er reduceret.

Hvad gødningsanvendelse angår, giver væskefraktionen fra separeret gylle mulighed for at øge tilførslen af husdyrgødningskvælstof pr. hektar. Sammensætningen af plantenæringsstoffer i ikke-separeret gylle betyder, at fuldgødskning med gylle ofte ikke er mulig. Det skyldes, at fosforbehovet typisk vil være dækket, før den tilladte kvælstoftilførsel er opnået. Væskefraktionen fra separeret gylle har et mere fordelagtigt forhold mellem kvælstof- og fosforindhold, hvilket betyder, at kvælstoftilførslen pr. ha kan øges ved gødskning med væskefraktionen (Christiansen, 2012). Det vil reducere eller helt fjerne behovet for køb af supplerende handelsgødningskvælstof. Da salgsværdien af næringsstofferne i overskydende husdyrgødning generelt er lav, vil denne ændring reducere bedriftens omkostninger til gødning. Endvidere vil der blive skabt plads til flere dyreenheder på samme areal, idet der vil være nogle dyreenheder, der er koblet til fiberfraktionen.

Man kan få et indtryk af besparelsesmulighederne ved at sammenligne dækningsbidraget for afgrøder med og uden tilførsel af husdyrgødning i Budgetkalkulerne (Videncentret for Landbrug, 2012). Forskellen viser omkostningerne ved supplerende tilførsel af handelsgødning, når der anvendes husdyrgødning i et omfang, som dækker fosfor- og kaliumbehovet. For vårbyg, der har en ret lav kvælstofnorm, regnes der ikke med behov for supplerende kvælstoftilførsel ved anvendelse af husdyrgødning. I vinterhvede udgør omkostningerne til supplerende handelsgødningskvælstof omkring 275 kr. pr. ha. I vinterraps er niveauet 750 kr. pr. ha. Disse tal giver et indtryk af den maksimale omkostningsbesparelse på en husdyrbedrift med overskud af husdyrgødning, hvis gylleseparering giver mulighed for fuldgødskning med væskefraktionen. For et sædskifte med

vinterhvede, vårbyg og vinterraps svarer det til en besparelse på indkøb af handelsgødning kvælstof i størrelsesordenen 300-350 kr. pr. ha.

Den forudsatte kvælstoftilførsel i korn-/rapssædskifterne ligger på 130-140 kg N pr. ha i Budgetkalkulerne (op. cit.). På grundlag af Petersen & Sørensen (2008) antages det, at udnyttet N i væskefraktionen fra separeret gylle er i størrelsesordenen 3 kg N pr. ton. Dvs. at der skal tilføres omkring 45 tons væskefraktion pr. ha for at nå op på kvælstofnormen. Med en beregnet besparelse på handelsgødning kvælstof på 300-350 kr. pr. ha giver det en merværdi ved separering på omkring 7 kr. pr. ton væskefraktion. Med en væskefraktionsandel på omkring 82 % af den separerede gyllemængde svarer det til en gevinst på knap 6 kr. pr. ton separeret gylle. I hvilket omfang der i praksis kan spares handelsgødning kvælstof, vil variere fra bedrift til bedrift afhængigt af antal dyreenheder pr. ha, sædskiftet og separeringsteknologien. Det er således ikke alle separeringsformer, der giver mulighed for fuldgødskning med væskefraktionen (Jacobsen, 2011). Beregninger foretaget af Videncenter for Svineproduktion finder til sammenligning en gødskningsfordel på 4 kr. pr. ton separeret gylle (Christiansen, 2012).

Selvom fordelene ved mindre behov for harmoniareal pr. dyreenhed må antages at være blevet reduceret de seneste år, er disse fordele ved gylleseparering næppe helt forsvundet. Den beregnede gødning besparelse på omkring 6 kr. pr. ton separeret gylle ovenfor er sandsynligvis et overkantskøn, mens 4 kr. pr. ton gylle formentlig kan betragtes som et konservativt skøn, da de bagvedliggende beregninger ikke omfatter fordele for bedriften i forbindelse med leverance af fiberfraktionen til biogasanlæg. I nærværende beregninger er det valgt at lade bedriftens fordel ved gylleseparation indgå til en værdi på 5 kr. pr. ton separeret gylle. Gylleseparering forudsættes at være forbundet med omkostninger på 15 kr. pr. ton separeret gylle. De resterende 10 kr. pr. ton separeret gylle indgår som en omkostning i biogasproduktionen, hvilket betyder, at leverandøren modtager en godtgørelse svarende til det beløb. Det antages endvidere, at der for hvert ton fiberfraktion skal bruges 11,5 tons ren kvæggylle eller 10,8 tons ren svinegylle. Det vil sige, at prisen pr. ton fiberfraktion vil være omkring 90-100 kr. (Jacobsen, 2011). Dette er således noget højere end fx de 37 kr. pr. ton fiber, der indgik for Sønderjysk Biogas (2008).

Biogasproduktionen fra tørstoffractionen kan efter decanter-separation give 48 m<sup>3</sup> metan pr. ton input ved 30 % TS (tørstof), mens fiberfraktionen fra kildeseperation producerer 54 m<sup>3</sup> metan (TS

21 %). Kemisk fældning giver mulighed for et større gasudbytte svarende til 67 m<sup>3</sup> metan pr. ton (Møller, 2010). Der blev i forarbejdet til Grøn Vækst anvendt et niveau på 58 Nm<sup>3</sup> pr. ton fiber. Der synes ikke at være tradition for, at biogasanlæg betaler væsentligt mere for den faste fraktion, selvom gasudbyttet er 4-5 gange højere pr. ton input.

Metanudbyttet er 220 Nm<sup>3</sup> pr. ton VS, hvilket også er lidt lavere end de 260 Nm<sup>3</sup> pr. ton VS, der tidligere blev regnet med. Analyser foretaget af Videntcenteret i samarbejde med AgroTech viser, at fiberfraktionen efter kemisk fældning og separation af forsuret gylle på trods af øget svovlindhold giver det højeste gasudbytte blandt de analyserede (78 og 76 Nm<sup>3</sup> pr. ton). Laveste udbytte er nået med skruepresse (37 Nm<sup>3</sup> pr. ton) (Videntcenteret, 2011). Noget tyder således på, at tilførsel af 10-20 % forsuret gylle kan øge gasproduktionen, men at en højere andel kan have en meget negativ indvirkning på gasproduktionen (Møller og Moset, 2013). Andre biogasanlæg som fx Tønder Bioenergi anfører, at de anbefaler, at man ikke investerer i forsøringsanlæg, hvis man vil levere til deres biogasanlæg.

### 3.2.2 Majsensilage

Majsensilage har både et væsentligt højere tørstofindhold og et betydeligt større biogaspotential pr. ton tørstof end gylle. Det relativt høje biogasudbytte pr. ton biomasse gør majs til et potentielt interessant råvareinput i biogasproduktion. Denne fordel skal dog afvejes mod de meromkostninger, der er forbundet med dyrkning af energimajs i forhold til omkostningerne ved anvendelse af husdyrgødning i biogasproduktionen.

Majs har et stort biogaspotential og anvendes derfor som hovedinput i mange tyske biogasanlæg. Majs har et tørstofindhold omkring 33 %, og der kan produceres 192 m<sup>3</sup> biogas pr. m<sup>3</sup> biomasse (Larsen, 2010). Med udgangspunkt i et udbytte på 11-13 tons udbytte pr. ha angives gasproduktionen således til 113 Nm<sup>3</sup> metan pr. ton (Larsen, 2010), hvilket er tæt på de 100 Nm<sup>3</sup> metan, der anvendes i denne rapport. Gasudbyttet pr. kg VS er sat til 0,37 Nm<sup>3</sup> metan (Jørgensen, 2009). Metanandelen i majs er kun ca. 55 %. Der er i nogle undersøgelser påvist en synergieffekt, som kan gøre, at majsudbyttet øges med 10-15 % (Olsen et al., 2013).

Generelt skyldes den højere anvendelse af majs i Tyskland også, at majsudbyttet er højere, bl.a. fordi der vælges sorter, der giver et højt biogaspotential. Der kan således i Tyskland produceres ca.

6.000 m<sup>3</sup> biogas pr. ha, hvor Larsen (2010) anfører, at majs i Danmark har et gaspotentiale på ca. 3.900 Nm<sup>3</sup> pr. ha, baseret på 9.700 FE pr. ha.

Sammenlignet med fiberfraktion fra separeret gylle er prisen på majsensilage væsentlig højere. Den pris, som biogasanlæg forventes at skulle betale for majsensilage ab gård, er beregnet i tabel 3.1. Her forudsættes det, at majsensilage frit afhentet kan købes til en pris, som giver avleren samme afkast/jordrente som ved dyrkning af salgsafgrøder i form af korn og raps. Jordlejen (= jordrenten) ved alternativ anvendelse af jorden er beregnet som et gennemsnit af nettoafkastet til jorden i korn- og rapssædskifter i perioden 2008-2012. Den gennemsnitlige kornpris i denne periode er i størrelsesordenen 120-125 kr. pr. hkg, dvs. en del lavere end prisniveauet i vinteren 2012.

Tabel 3.1 viser, at der under de givne forudsætninger er beregnet en produktionspris for majsensilage på 291 kr. pr. ton på sandjord og 322 kr. pr. ton på lerjord, svarende til hhv. 1,03 og 1,14 kr. pr. FE for de to jordtyper. På den baggrund antages det i biogasberegningerne, at biogasanlæg fremover vil kunne købe majsensilage (med et tørstofindhold på 33 %) til en gennemsnitspris på 307 kr. pr. ton.

**Tabel 3.1 Beregnet produktionspris for majsensilage, 2012**

Jordtype	Sandjord, JB 1-3		Lerjord, JB 5-6		Gns. for jordtyper	
	FE	Ensilage <sup>a</sup> ton	FE	Ensilage <sup>a</sup> ton	FE	Ensilage <sup>a</sup> ton
Dyrkningsomkostninger, majs						
Udbytte, kr. pr. ha	9.000	31.900	11.000	39.000		
Jordleje, kr. pr. ha <sup>b</sup>		855		4.004		
Stykomkostninger, kr. pr. ha		5.139		5.269		
Maskin- og arbejdsomk. , kr. pr. ha		3.290		3.290		
Omkostninger i alt, kr. pr. ha		9.284		12.563		
<b>Intern pris, kr. pr. FE og kr. pr. ton</b>	<b>1,03</b>	<b>291</b>	<b>1,14</b>	<b>322</b>	<b>1,09</b>	<b>307</b>

a. Forudsætninger: 1,17 kg tørstof = 1 FE; tørstof i majsensilage = 33 %.

b. Jordrenter for sædskiftere med korn og raps i perioden 2008-2012.

Kilde: Egne beregninger på grundlag af Budgetkalkuler 2012, Videncentret for Landbrug (2012).

Vurderet ud fra alternative produktionsmuligheder i Danmark er prisen på majs her sat til 307 kr. pr. ton, mens den i andre analyser er sat til 250 kr. pr. ton. (Dubgaard, 2013). Videncentret for Landbrug angiver, at majsprisen i markedet har været på 350-450 kr. pr. ton, men i foråret 2013 er prisen ca. 300 kr. pr. ton afhentet (Videncentret for Landbrug, Karen Jørgensen). Endvidere påpeger Videncentret, at de dårlige vækstbetingelser for majs i 2012 kan reducere tørstofindholdet i majsensilagen fra 30 % til 25 %, hvilket vil betyde et væsentligt lavere metanudbytte i biogasproduktionen.

I Case 2012 er der som nævnt anvendt en beregnet gennemsnitspris på 307 kr. pr. ton majsensilage med en tørstofandel på 33 %. En ændring i prisen eller tørstofandelen kan have store konsekvenser for de driftsøkonomiske resultater, og der foretages derfor følsomhedsberegninger på disse parametre for at klarlægge vigtigheden af dem.

### **3.2.3. Roer og græs**

De nyeste roesorter kan producere omkring 17.000 FE pr. ha, hvilket svarer til 10-12.000 m<sup>3</sup> biogas eller ca. 6.000 m<sup>3</sup> metan pr. ha (Larsen, 2012). Der produceres således helt op til 180 tons biogas pr. ton roer (50-55 % metan), hvilket giver ca. 95 Nm<sup>3</sup> metan pr. ton. I andre analyser anvendes 80 Nm<sup>3</sup> metan pr. ton, som et gennemsnitligt niveau. Med produktionsomkostninger på 0,84-1,06 kr. pr. FE, svarer det til ca. 2,10-2,65 pr. Nm<sup>3</sup> metan (Larsen, 2010).

En anden fordel ved roer er tilgængeligheden, der gør, at roerne omsættes hurtigere. Den samlede gasmængde er nået efter maksimum 5 dage, hvilket er noget hurtigere end for majs, hvor det tager 3 uger. Anlæggene behøver derfor en mindre reaktor, hvis roer er et vigtigt input, da opholdstiden er kortere. Der er imidlertid også nogle udfordringer med roer. De omfatter bl.a. frarensning af sten, rengøring af roer og opbevaring. Roer indgår ikke i Case 2012, da de ikke indgår i mange af de planlagte anlæg, men det kan være et attraktivt alternativ.

For kløvergræs er tørstofindholdet omkring 30 %, når det høstes direkte, mens det er noget højere, når det ligger på slæt først. Biogasproduktionen udgør 17 Nm<sup>3</sup> metan pr. ton græs, der tilføres. Analyser af græs indikerer, at der med 3 slæt kan nås et udbytte på 12.000 FE pr. ha svarende til 5.400 Nm<sup>3</sup> pr. ha, men at det mest sandsynlige med 2 slæt vil være omkring 8.700 FE pr. ha og en produktion på 3.600 Nm<sup>3</sup> pr. ha. (Larsen, 2010).



Det vurderes overordnet, at metanindholdet i den producerede biogas ved anvendelse af husdyrgødning er 65 %, som det også forudsættes i Case 2012, men nogle input giver anledning til højere/lavere metanindhold. Således ligger majs og græs kun på 55 %, mens slam fra rensningsanlæg ligger på 70 %. (Jørgensen, 2009). Hvad angår VS (Volatile Solids) i procent af TS (tørstof), udgør det 75 % for husdyrgødning, 80 % for slam og 90 % fra majs og græs (Jørgensen, 2009).

Det er i forbindelse med Energiaftalen fra 2012 vedtaget, at opnåelse af tilskud forudsætter, at andelen af majs (eller andre energiafgrøder) i inputtet til biogasproduktion ikke overstiger 25 % målt på vægt i perioden 2015-2017. Denne andel sænkes til 12 % i 2018-2020. Herefter skal der ske en revurdering af niveauet. (Energistyrelsen, 2012b).

Når denne grænse er indført, er det fordi, at høj anvendelse af fx majs kan betyde, at klima- og miljøfordelen ved biogas bortfalder. Målet er således, at majs og energiafgrøder kun er et supplement, og at halm kan være et reelt alternativ, som angivet i aftalen om begrænsning af brugen af majs og energiafgrøder til biogasproduktion. Selv med en grænse på 12 % mængdeinput fra majs kan næsten 50 % af biogasproduktionen godt komme fra majs. I den situation, hvor 50 % af husdyrgødningen anvendes til biogasproduktion, og den maksimale grænse for majs er 12 %, er det vurderet, at majs til biogas vil kunne omfatte ca. 48.000 ha, hvilket er 28 % mere end de 174.000 ha med majs til ensilage, der blev dyrket i 2011 (Energistyrelsen, 2012c). Energiafgrøder er her defineret som afgrøder, hvor høstudbyttet udelukkende anvendes til energiproduktion. Undtaget for denne regel er økologiske biogasanlæg, hvor der således ikke er nogen øverste grænse for anvendelse af majs og energiafgrøder. Afgrøder som efterafgrøder og fangafgrøder er heller ikke omfattet af ordningen.

I Case 2012 indgår græs i følsomhedsscenerierne, hvor der sammenlignes med tilsætning af fiberfraktion fra separeret gylle og majsensilage. Biomasseandelen, som græs vil indgå med, er sat til 7 % for at nå en samlet tørstofværdi i reaktoren på højst 11,5 %. Det vurderes, at et højere tørstofniveau vil betyde, at massen ikke længere er pumpbar.

### **3.3. Det nye energiforlig**

En del af målet med energiforliget fra marts 2012 var at øge udbygning af biogasproduktionen. Målet er endvidere, at biogassen i højere grad skal kunne anvendes uden for kraftvarmesektoren.

Der gives grundlæggende en støtte på 79 kr. pr. GJ til både biogas anvendt i kraftvarme og det, der opgraderes til naturgasnettet. Endvidere indføres der en støtte på 39 kr. pr. GJ til biogas anvendt som procesenergi eller til transport. Yderligere gives der to tilskud på hhv. 26 og 10 kr. pr. GJ, hvor det første nedtrappes i takt med stigning i naturgasprisen, således at en stigning på 1 øre pr. GJ betyder en reduktion i støtten på 1 øre pr. GJ. Det andet tilskud på 10 kr. pr. GJ nedtrappes fra 2016 med 2 kr. pr. GJ pr. år.

I tabel 3.2 ses udviklingen i den forventede værdi af biogas i analyseperioden opgjort på basis af den forventede naturgaspris og den samlede støtte til biogas fordelt på gasmotor- og kedeldrift. Den første kolonne i tabellen viser udviklingen i naturgasprisen i Energistyrelsens fremskrivning af samfundsøkonomiske brændselspriser (Energistyrelsen, 2012c). Realprisen på naturgas forventes at udvise en jævn stigning i perioden 2013-20 fra 64,4 til 66,9 kr. pr. GJ an værk (i 2012-priser) og en yderligere stigning til 75 kr. pr. GJ frem til 2031. Den anden kolonne viser værdien af afgiftsændringerne og afgiftsfritagelserne over perioden (se også tabel 3.3). Som det fremgår af tabel 3.3 er det et vægtet gennemsnit af flere afgiftsændringer.

Den tredje kolonne repræsenterer den grundstøtte til biogas, som gives i form af et PSO-pristillæg. Da tillægget kun gives til kraftvarme bliver det vægtede gennemsnit 34 kr. pr. GJ (se tabel 3.3).

Pristillægget opreguleres årligt med 60 % af stigningen i nettoprisindekset, hvilket er ensbetydende med aftagende realværdi. Kolonne fire viser et nyt tilskud, vedtaget i 2012-energiaftalen, som falder proportionalt med naturgasprisstigningen. I den beregning tages der udgangspunkt i en naturgaspris af producent på 53,2 kr. pr. GJ i 2011 i faste priser er den steget til 66,7 kr. pr. GJ i 2031, mens den i løbende priser er steget til 100,4 kr. pr. GJ i 2031.

Kolonne fem illustrerer det nye tilskud på 10 kr. pr. GJ, som afvikles gradvist frem til 2020. Den sidste kolonne viser den samlede beregnede værdi af biogas i årene fra 2013-2031 samt et gennemsnit af værdierne for hele perioden. Som det fremgår, opnås der for kraftvarme et tilskud på 109,3 kr. pr. GJ og ikke et samlet tilskud på 115 kr. pr. GJ som anført i energiaftalen. Dette er, fordi der sker en modregning af forsyningssikkerhedsafgift og NO<sub>x</sub>-afgift.

Som det fremgår af tabel 3.2, forventes realprisen på naturgas at stige fra 64 kr. pr. GJ i 2013 til 75 kr. pr. GJ i 2031, hvorefter realprisen antages at være konstant. Stigningen i realprisen på naturgas mere end opvejes af aftagende realværdi af tilskuddene, således at den reale pris for biogas til kraftvarmeværker forventes at falde fra 163 kr. pr. GJ i 2013 til 137 kr. pr. GJ i 2031.

### **Prisen på naturgas**

Som det fremgår af prisudviklingen i figur 3.1, stiger naturgasprisen ikke nødvendigvis i samme takt som olieprisen. Naturgasprisen er således ikke steget så meget som olieprisen de seneste år, og prisen synes at have været næsten konstant i perioden 2010-2012.

Der var i regeringsoplægget ”Vor Energi” forudsat en meget stor realprisstigning i naturgasprisen på 9 % årligt frem til 2015 (ENS, 2012). Derefter antages prisen at stige med 2 % om året, hvorved den gennemsnitlige årlige realprisstigning i perioden 2012-2020 bliver 4,5 %. Prisen stiger i denne fremskrivning fra 49,9 kr. pr. GJ i 2012 til 71,0 kr. pr. GJ i 2020 (målt i faste priser).

I 2012-fremskrivningen fra Energistyrelsen (efterår 2012a) er de forventede prisstigninger på naturgas noget lavere, svarende til en realprisstigning på 1 %. Realprisen på 71 kr. pr. GJ opnås således først i 2025, men det skyldes også udgangspunktet i 2012 på 63 kr. pr. GJ, der er noget højere end de 50 kr. pr. GJ, der tidligere blev anvendt. Energistyrelsens prisfremskrivning er baseret på fremskrivninger foretaget af Det Internationale Energiagentur (IEA), og analyser af tidligere års fremskrivning viser, at der er en betydelig usikkerhed omkring udviklingen i naturgasprisen (Rambøll, 2010). Senest har der været et stort fald i naturgasprisen i USA som følge af ny udvindingsteknologi (skifergas), og det må derfor antages, at der fortsat er en betydelig usikkerhed om den fremtidige udvikling i naturgasprisen – også på det europæiske marked.

**Tabel 3.2 Biogasværdi ved KV-produktion, inkl. tilskud 2012-2031 baseret på naturgaspris i Vores Energi, faste 2012 priser (kr. pr. GJ)**

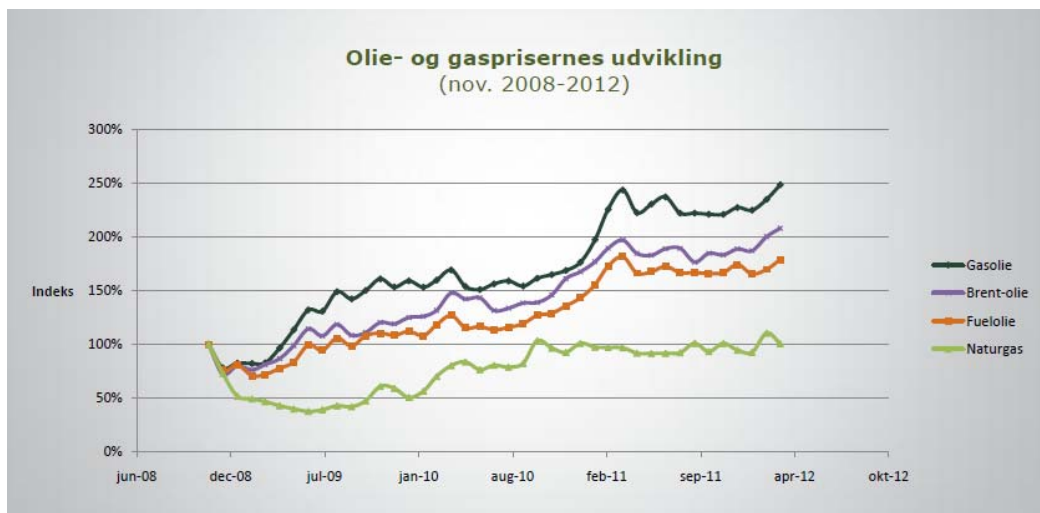
År	Naturgas- pris an værk	Afgiftsændringer og -fritagelser	Pristillæg (PSO)	Nyt tilskud	Yderligere tilskud	Biogasvær- di i alt
2012	64	33	34	26,0	10,0	168
2013	64	33	34	21,4	9,9	163
2014	64	33	33	20,1	9,6	161
2015	64	33	33	18,1	9,4	158
2016	64	33	33	16,9	7,4	155
2017	65	33	33	15,2	5,4	152
2018	65	33	33	13,5	3,6	148
2019	66	33	32	11,9	1,7	145
2020	67	33	32	9,6	0	142
2021	68	33	32	7,4	0	140
2022	69	33	31	5,2	0	139
2023	69	33	31	3,1	0	137
2024	70	33	31	1,0	0	136
2025	71	33	31	0	0	135
2026	72	33	30	0	0	136
2027	72	33	30	0	0	136
2028	73	33	30	0	0	136
2029	74	33	30	0	0	137
2030	74	33	29	0	0	137
2031	75	33	29	0	0	138
<b>Gens.</b>	<b>69</b>	<b>33</b>	<b>32</b>	<b>8</b>	<b>3</b>	<b>145</b>

Kilde: Energistyrelsen (2012b), KEMIN (2012), Energistyrelsen (2009) og egne beregninger.

Note: Det antages, at det grundlæggende tillæg stiger med 60 % af nettoprisindekset svarende til en årlig stigning på 1,5 %, som har været tilfældet fra 2009 til 2010 (Danmarks Statistik).

Se også tabel 3.3.

Note: Biogas har en brændværdi på 24-25 MJ pr. Nm<sup>3</sup> (65 % metan).



**Figur 3.1 Udviklingen i olie og naturgaspriser**

**Kilde: Naturgas Fyn (2012).**

Det virker overraskende, at Energistyrelsen i fremskrivninger fra 2013 er gået tilbage til kraftige prisstigninger, svarende til en realprisstigning på 5 % fra 2012 til 2013. Det er disse beregninger, der ligger bag de fremskrivninger som Ea Energianalyse senere har foretaget (Ea Energianalyse, 2013). Som anført er prisudviklingen i Case 2012 lavere end tidligere forventninger til naturgasprisen. Såfremt naturgasprisen stiger endnu mindre end angivet i fremskrivningen, vil det betyde, at tilskuddet ikke aftrappes så hurtigt som angivet i tabel 3.2. Det er valgt at bruge gasprisen an værk, fordi investering i gasledning mv. fra biogasanlæg til kraftvarmeværk på 5,5 mio. kr. er inkluderet i omkostningerne ved biogasproduktionen.

### **Tilskud og afgifter ved produktion af el og varme**

Det forudsættes, at biogassen afsættes til et kraftvarmeværk, som producerer el og varme ved motordrift. Den forventede pris for biogas leveret til kraftvarmesektoren antages at være bestemt af naturgasprisen og den støtte, som biogasbaseret energiproduktion modtager. Hvis kraftvarmeværket kører med 38 % elvirkningsgrad, produceres der 3,8 kWh el af 1 m<sup>3</sup> metan (Tafdrup, 2012 & KEMIN, 2012). Denne virkningsgrad er anvendt til omregning af tilskuddet, som svarer til 45,5 kr. pr. GJ, se tabel 3.3. Da den omfatter 75 %, svarer det til et gennemsnit på 34 kr. pr. GJ, som indgår i tabel 3.2. Det skal bemærkes, at det kun er energien produceret ved motordrift, som modtager denne støtte, og ikke energien produceret ved kedeldrift. Forskellen er, at der med brug af en motor genereres både el og varme, mens der med kedeldrift kun genereres varme.

**Tabel 3.3 Værdi af tilskud og afgiftsændringer, når biogas erstatter naturgas på kraftvarmeværk i 2013**

	Værdi ved kraftvarme (Motordrift) kr./GJ	Værdi ved kraftvarme (kedeldrift) kr./GJ	Vægtet gennemsnit Kr./GJ
Energifordeling mellem motor og kedeldrift	75 %	25 %	
Pristillæg (PSO-støtte)	45,5	-	34
Værdi af CO <sub>2</sub> -afgiftsfri produktion	9,2	9,2	33
Værdi af afgiftsfri varmeproduktion	22,7	48,4	
Forsyningssikkerhedsafgift efter fuld indfasning i 2020	-2,8	-6,0	
NO <sub>x</sub> -afgift i f.t. naturgasdrift	-1,7	-1,7	
Metanafgift	0,4	-	
Nyt tilskud	26	26	26
Yderligere tilskud	10	10	10
Samlet støtte til biogas i 2013	109,3	85,9	103,5
<b>Støtte pr. Nm<sup>3</sup> metan (kr./Nm<sup>3</sup>)</b>			<b>2,89</b>

Kilde: Tafdrup, (2012), KEMIN, (2012).

I 2008 blev der indført en CO<sub>2</sub>-afgift på naturgas til el- og varmeproduktion for værker uden for EU's CO<sub>2</sub>-kvoteordning. Biogas til elproduktion er ikke pålagt denne afgift. Afgiften svarer til en forventet CO<sub>2</sub>-kvotepris på 150 kr. pr. ton (2008-niveau) og ligestiller derved værker inden for og uden for kvoteordningen (Folketinget, 2010). Dette kan tolkes som en forudsætning om, at værker inden for kvoteordningen kan sælge kvoter til denne værdi. For 2013 er CO<sub>2</sub>-afgiften sat til 0,37 kr./Nm<sup>3</sup>. Med en brændværdi af naturgas på 39,6 MJ pr. Nm<sup>3</sup> (Folketinget, 2010) svarer afgiftsfritagelsen for biogasproduktion til en værdi på 9,2 kr. pr. GJ.

Naturgas, som anvendes til varmeproduktion, er pålagt en energiafgift på 2,395 kr. pr. Nm<sup>3</sup>. Biogas er fritaget for denne afgift. Når naturgas anvendes til varmeproduktion på et kraftvarmeværk, reduceres den andel, der pålægges afgift ved division med faktoren 1,25 (Tafdrup, 2012). Værdien

ved motordrift beregnes som følger: motorens faktiske varmekvækningsgrad (sat til 47 % i tabel 3.3) divideres med 1,25. Herved fås den mængde, der pålægges afgifter, som er 38 % af den samlede energiproduktion. Med en afgift på 2,395 kr. pr. Nm<sup>3</sup> og en brændværdi på 39,6 MJ pr. Nm<sup>3</sup> på naturgas fås en afgift på 60,5 kr. pr. GJ. Det giver en værdi af den sparede varmeafgift (38 %) på 22,7 kr. pr. GJ (Tafdrup, 2012, Folketinget, 2009).

Værdien ved kedeldrift beregnes som følger: motorens faktiske varmekvækningsgrad (sat til 100 % i tabel 3.2) divideres med 1,25. Herved fås den mængde, der pålægges afgifter, som er 80 % af den samlede energiproduktion. Med en afgift på 2,395 kr. pr. Nm<sup>3</sup> og en brændværdi på 39,6 MJ pr. Nm<sup>3</sup> på naturgas fås en afgift på 60,5 kr. pr. GJ. Det giver en værdi af den sparede varmeafgift (80 %) på 48,4 kr. pr. GJ (Tafdrup, 2012, Folketinget, 2009). Der er ingen provenueffekt for energiafgiften på el, da denne afgift ligger på elforbruget og ikke på brændslerne.

Fra 2013 og frem til 2020 implementeres en forsyningssikkerhedsafgift på alle brændsler til varmeproduktion. Forskellen på forsyningssikkerhedsafgiften mellem naturgas og biogasenergi er sat til 7,5 kr. pr. GJ. (Energistyrelsen, 2012d). Ved skift fra naturgas til biogas øges udgifterne til afgiften med 7,5 kr. pr. GJ, hvilket er indsat i tabel 3.2. Det antages, at afgiften behandles på samme måde som energiafgiften mht. den andel, der beskattes, hhv. 38 % (2,85 kr.) og 80 % (6,0 kr.) for motor- og kedeldrift (Tafdrup, 2012 og Energistyrelsen, 2012d).

Når naturgas erstattes af biogas, pålægges kraftvarmeverkerne en større NO<sub>x</sub>-afgift. NO<sub>x</sub>-afgiften for naturgas udgør 3,38 kr. pr. GJ i 2013, mens den for biogas er 5,05 kr. pr. GJ (Skatteministeriet, 2011). Det giver en omkostningsstigning på 1,7 kr. pr. GJ, som indgår i tabel 3.2. Også metanafgiften ændres ved overgang til biogasenergi ved motordrift. Metanafgiften for naturgas udgør 1,6 kr. pr. GJ i 2013, mens den for biogas er 1,1 kr. pr. GJ (Skatteministeriet, 2011). Dette fald i omkostningerne på 0,4 kr. pr. GJ indgår ligeledes i tabel 3.3.

### **Anlægsstøtte**

Anlægsstøtten blev i 2012 øget fra 20 til 30 % for anlæg, der hovedsagelig (over 75 %) bruger husdyrgødning. (Retsinformation, 2012). For økologiske anlæg er kravet 50 % husdyrgødning. Der skal være bindende aftale om afsætning af gas inden udgangen af 2012 for at opnå denne støtte, idet anlægsstøtten i 2013 er nul.

### **Biogas til procesvarme**

Som noget nyt ydes der støtte til biogas til procesvarme og transport på 39 kr.pr. GJ. Det gør, at støtten i alt i 2013 for procesanvendelse øges til 75 kr. pr. GJ. Dette gives også til biogas brugt som procesvarme på eget anlæg, hvilket er nyt i forhold til tidligere.

Tidligere blev støtten givet i forhold til elproduktionen og ikke til den energimængde, der blev produceret. Dette betød, at fx procesenergi brugt på biogasanlægget og biogas tabt ved konvertering til kraftvarme ikke blev støttet. Disse forhold kan ifølge Energistyrelsen have betydet, at op til 30 % af den samlede biogasproduktion ikke fik støtte. Energistyrelsen vurderer, at den nye støtteordning på grund af disse forhold kan betyde yderligere 0-14 øre pr. kWh alt afhængig af situationen for det enkelte anlæg (Energistyrelsen, 2012b).

Som en del af aftalen ændres reguleringen, så det bliver frivilligt, om man vil have en fastprismodel eller afregning med pristillæg. Det vil komme de eksisterende anlæg til gode som følge af stigende elpriser, mens de fleste af de nye anlæg vil anvende en afregning med pristillæg, da en del som udgangspunkt anvender både naturgas og biogas. Det skulle betyde, at deres priser kan stige over tid i takt med stigningen i elprisen/naturgasprisen.

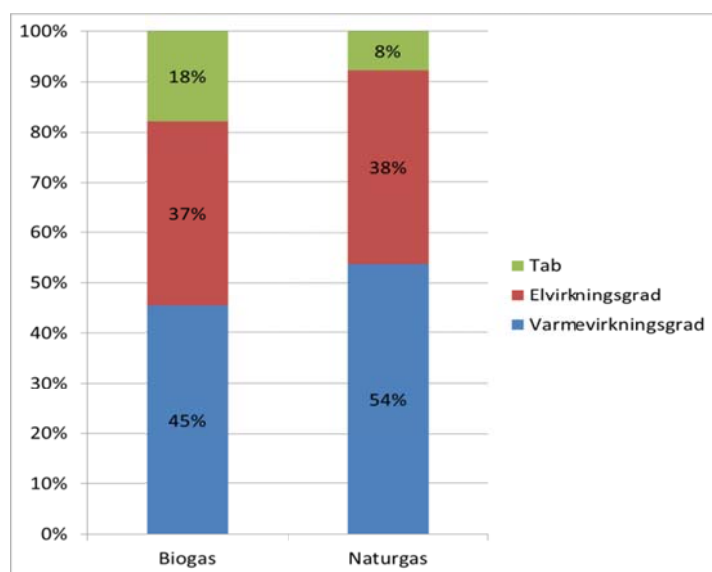
### **3.3. Køb og salg af varme, el og biogas**

Når biogasproduktionen afsættes til et kraftvarmeværk, vil omkostningerne til konstruktion af transmissionsledning begrænse de økonomisk realistiske afsætningsmuligheder. Det kan give lokale kraftvarmeselskaber en monopsonlignende position som aftagere af biogas og mulighed for at presse salgsprisen, da der kun er en køber.

Et andet forhold, der kan reducere biogasprisen, er begrænsede muligheder for at afsætte biproduktionen af varme om sommeren. Reduceret varmeudnyttelse om sommeren betyder dårligere udnyttelse af energien i det benyttede brændsel. Der vil ikke være et tilsvarende energitab i form af dårlig varmeudnyttelse om sommeren, hvis biogassen opgraderes og afsættes via naturgasnettet, men opgraderingen vil være forbundet med omkostninger, ligesom der kan være problemer med fuld afsætning af bionaturgassen på fordelingsnettet.



Der kan således være tab ved anvendelse af både biogas og naturgas, men som det fremgår af fig. 3.2, vil der generelt være et større tab ved anvendelse af biogas. Som figuren viser, kan reduceret varmeudnyttelse om sommeren betyde, at 18 % af energien i biogasproduktionen ikke udnyttes, mens det tilsvarende tal er 8 % ved anvendelse af naturgas. Denne forskel betyder, at værdien af biogas brugt i kraft/varme er mindre, end hvis den bruges til erstatning af naturgas, fordi tabet er mindre. I nogle beregninger indregnes dette, ved at 10 % af det samlede producerede biogas ikke sælges (DGC, 2009, Jensen, 2009 og Energinet, 2010).



**Figur 3.2 Historisk energiudnyttelse af biogas og naturgas.**

**Kilde: Ea Energianalyse (2013).**

I det omfang biogasanlægget kan variere gasproduktionen over året, kan tabet reduceres. Det vil dog samtidig betyde, at kapacitetsudnyttelsen på anlægget reduceres. I beregningerne i Case 2012 forudsættes der et energitab på 10 % grundet varmeproduktion, der ikke kan afsættes i sommerperioden.

### 3.4. Investering, størrelsesøkonomi og finansiering

Anlægsinvesteringen i et biogasanlæg er stor og kan variere en del med valg af anlægskoncept. Analyser af de pågående anlægsplaner indikerer et investeringsomfang på omkring 98 mio. kr. for et anlæg med en biomassekapacitet på 700 tons pr. dag, når der alene er tale om gasproduktion. Af dette udgør anlægget de 80 mio. kr., transportudstyr ca. 8 mio. kr., og resten udgøres af gasledning og diverse omkostninger. Anlægsinvesteringen alene udgør således ca. 300 kr. pr. ton input.

Kun anlægsinvesteringen er anlægsstøtteberettiget, mens fx køretøjer til håndtering af gylle og rørledning til transport af biogas ikke er støtteberettiget. I et eksempel fra Fåborg udgør den samlede investering 153 mio. kr. til et anlæg, der håndterer 900 tons biomasse pr. dag. Af dette beløb er de 113 mio. kr. støtteberettiget, mens resten omfatter gylletransport, køb af grund og vej samt gasledning (Fåborg biogas, 2009).

Anlægsinvesteringen i de mindre (500 m<sup>3</sup> pr. dag) og større anlæg (1.000 m<sup>3</sup> pr. dag) er anslået til hhv. 65 og 125 mio. kr. svarende til hhv. 355 og 340 kr. pr. ton input baseret på de planlagte anlæg. Endvidere har de større biogasanlæg typisk en længere gennemsnitlig transportafstand for biomasseinputtet, ligesom længden af gas-/varmeledninger stiger med øget anlægsstørrelse. Omvendt indikerer analyser, at driftsomkostningerne pr. m<sup>3</sup> biogas er lavere på store anlæg. Samlet er de størrelsesøkonomiske fordele således ikke helt så store, som man måske skulle forvente.

Finansieringen af investeringen er en udfordring for mange biogasanlæg. Generelt er kreditforeninger tilbageholdende med at give lån til biogasanlæg med pant i anlægget. Mange af de landmænd, der står bag anlæggene kan ikke optage lån til biogasanlægget med pant i egen ejendom. Kommunekredit giver lån på ca. 4 %, men det dækker kun de første 60 %. Resten skal så finansieres af investorer og landmænd. Analyser foretaget af Deloitte viser, at det gennemsnitlige forrentningskrav vil være 7-8 %, idet de eksterne investorer vil ønske et afkast på ca. 15 % (Deloitte, 2013). I de gennemførte analyser er der derfor anvendt en rente på 7,5 %. I analysen er investeringssummen omregnet til årlige kapitalomkostninger i 20 år ved en rente på 7,5 %.

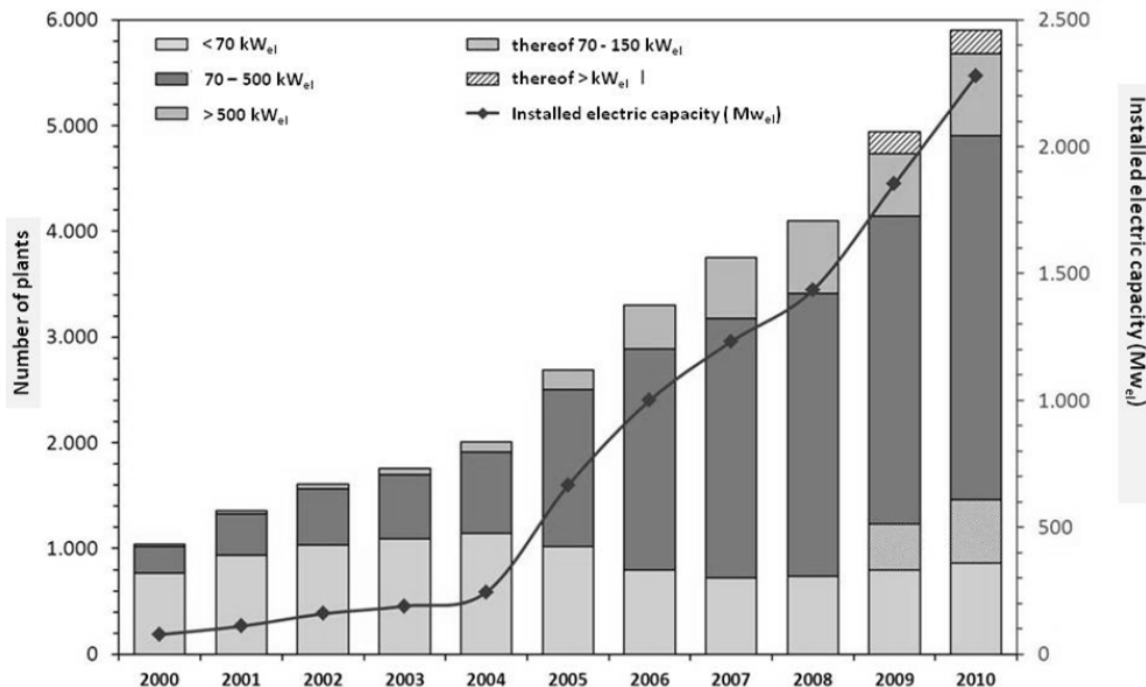
Finansiering via kommunekredit ses ikke som tilstrækkelig attraktivt af biogasentreprenørerne pga. hvile i sig selv-reglerne, der indgår som betingelse for at opnå kommunegaranti, og som derved forhindrer forretning af den investerede kapital. Endvidere omfatter lånemulighederne kun anlæg, der leverer kraftvarme (Deloitte, 2013).

### **3.5. Har biogasanlæg i Tyskland bedre vilkår?**

Der er i Tyskland sket en kraftig stigning i antallet af biogasanlæg over den seneste årrække. Der er således i dag ca. 7.900 biogasanlæg, der primært er gårdanlæg (se figur 3.3). Når der er kommet så mange tyske anlæg, kunne det skyldes, at forholdene i Tyskland er bedre end i Danmark, men er det tilfældet?

Vurderingen af dette kan opdeles i en vurdering af to typiske anlægstyper i Tyskland og Danmark, nemlig et gårdanlæg og et fællesanlæg med en kapacitet på 500 m<sup>3</sup> biomasse pr. dag. Et biogasfællesanlæg, der modtager 500 m<sup>3</sup> pr. dag, har en motor på ca. 2 MW, mens et dansk gårdanlæg baseret på 250 DE behandler 15 m<sup>3</sup> pr. dag og producerer ca. 70 kW (Fåborg biogas, 2009). Biogasanlæggets størrelse bliver i Tyskland udtrykt ved generators kapacitet og ikke den mængde metan, der produceres. Hvis det antages, at der produceres 2,6 kWh pr. m<sup>3</sup> biogas, betyder det, at et anlæg, der leverer 10 mio. m<sup>3</sup> metan, producerer 26 mio. kWh, hvilket kræver, at en motor på 3 MW kører hele tiden (8760 timer).

De tyske gårdanlæg fik frem til udgangen af 2011 en støtte på omkring 1,5 kr. pr. kWh afhængig af forholdene, og om varmen udnyttedes (Delzeit, 2012). Salgsprisen på el var dengang således markant højere end den danske pris på 78 øre pr. kWh. De tyske gårdanlæg har ofte ikke solgt den producerede varme. Som det fremgår af figur 3.3 har væksten i Tyskland primært været på anlæg på 70-500 kW, svarende til gårdanlæg, mens der har været meget få anlæg over 1 MW (fællesanlæg).



**Figur 3.3** Udviklingen i antallet af biogasanlæg i Tyskland fra år 2000 til 2010.

Kilde: Delzeit (2012)

Tager man i stedet et større biogasfællesanlæg var tilskuddet 78 øre pr. kWh i Danmark og 80-100 øre i Tyskland. Energistyrelsen angiver i 2010, at de tyske anlæg får en salgspris på lidt over 80 øre pr. kWh (det kan være højere, hvis der leveres varme). Energistyrelsen tager således i vurderingen alene udgangspunkt i et biogasfællesanlæg og konkluderer på den baggrund, at forholdene for biogasfællesanlæg er nogenlunde de samme i Tyskland og Danmark (Energistyrelsen, 2010). Dog må det også konkluderes, at forholdene for tyske gårdbiogasanlæg har været betydeligt bedre end for forholdene for danske gårdanlæg.

I forlængelse af de anbefalinger, der er kommet, er reguleringen ændret med ikrafttræden pr. 1.1.2012. Den nye lovgivning (German Renewable Energy Source Act) betyder, at tillægsstrukturen er ændret (se tabel 3.4). Målet har været en øget anvendelse af husdyrgødning og græs og mindre anvendelse af majs. Umiddelbart synes konklusionen at være, at der vil komme lidt mere husdyrgødning, men andelen af majs i anlæggene kan stadig være op til 60 %. Målet er en højere udnyttelse af varmen (60 %), men den højeste støtte gives fortsat til små anlæg, mens der gives en lav støtte til store anlæg (5-20 MW). Varmen skal ikke nødvendigvis bruges til opvarmning, hvorfor opvarmning af korn, fiberfraktioner m.m. er en mulighed for at få et højere tilskud.

**Tabel 3.4 Støtte til biogasanlæg i Tyskland fra 1.1.2012 (kr./kWh)**

	Beskrivelse	<75 kW	<150 kW	<500 kW	<5 MW	5-20 MW
1	Basisbetaling	---	1,06	0,92	0,82	0,45
2	Indholdsstøtte I	---	0,45	0,45	0,34	---
3	Indholdsstøtte II	---	0,60	0,60	0,45-0,60	---
4	Gas produktionsbonus	0,07-0,21				---
5	Mindre anlæg husdyrgødnings bonus	1,86				
I alt		1,86	1,59	1,45	1,35	0,45

Kilde: Delzeit (2012)

Note: Indholdsstøtte II gives til ønskelige produkter så som husdyrgødning og græs.

Indholdsstøtte I gives til majs, korn og sukkerroer. Majs og korn må højst udgøre 60 % af den samlede biomasse.

Rækken *i alt* er baseret på 50 % støtte I og 50 % støtte II og ingen gasbonus. Støtten beregnes således, at et anlæg på 750 kW først får tillæg op til 150 kW, så en del fra 150-500 kW osv. Alle anlæg får således andel i det høje tilskud, hvilket øger det gennemsnitlige tilskud, da det er et vægtet gennemsnit.

Analysen viser også, at fordi støtten gives til ineffektive anlæg, blev der i 2009 givet 1,64 kr. pr. kWh, mens man kun har behovet at give 0,75 kr. pr. kWh til større effektive anlæg, som så omvendt bruger meget majs. Støtteniveauet falder med 2 % pr. år.

Konsekvensen af den store majsandel i input til biogasproduktionen har været, at der i nogle områder er konkurrence mellem kvægproducenter og biogasproducenter om arealer til dyrkning af majs, og det har presset jordprisen op. Majsdyrkningen i Slesvig-Holsten dækker op til 25 % af landbrugsarealet. Det vurderes, at efterspørgslen efter majs i Danmark til biogas i Tyskland ikke bliver øget fremover grundet den lavere støtte i det nye forlig.

Tyske analyser indikerer, at biogasanlæggene kan betale fra 230-330 kr. pr. ton majs, hvilket er tæt på det tal på 300 kr. pr. ton, som anvendes i denne rapport (Delzeit, 2012). Den nye regulering (EEG 2012) vil betyde, at støtten til biogas i Tyskland vil falde fra 2012 til 2021, og det må formodes, at omkostningen målt i forhold til CO<sub>2</sub>-reduktionen også vil falde.

De politiske rammer styrer således i høj grad, hvilke og hvor mange anlæg der etableres. Det skønnes, at støtten set i forhold til drivhusgasreduktionen er relativt højere i Tyskland end i Danmark, da de anlæg, der støttes, ikke fortrænger alternativ varmeproduktion eller fjerner ret meget metan fra husdyrgødning.

Tyske analyser underbygger denne konklusion, idet de anfører, at en støtte, der sigter mod majs og udelukkende elproduktion, ikke er effektiv, da det giver for høje omkostninger pr. ton CO<sub>2</sub>, der fortrænges (Scholz et al., 2011). Omkostningen for CO<sub>2</sub>-reduktion er således angivet til 1.500-2.250 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>-ækv. i nogle analyser, mens andre taler om et interval på 2.175-8.250 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>-ækv. (SABAP, 2011 and Scholz et al., 2011).

Konklusionen er derfor, at støtten til store biogafællesanlæg, der sælger biogas til kraftvarme, har været på samme niveau i Danmark som i Tyskland, men støtteniveauet til gårdanlæg i Tyskland har været meget højere end for tilsvarende anlæg i Danmark. Omlægningen af det tyske støttesystem i

2012 rykker ikke på denne konklusion, men vil nok betyde, at fremtidens tyske anlæg vil blive baseret på under 60 % majs. Der forventes færre anlæg i fremtiden, og mange vil nok være lige under 500 kW, svarende til et større tysk gårdanlæg.

Analyser tyder på, at CO<sub>2</sub>-reduktionsomkostningen målt som støtte i forhold til CO<sub>2</sub>-reduktionen er relativt høj med den støttepolitik, der er implementeret i Tyskland – både i kraft af høj støttesats (kr. pr. kWh), og fordi anvendelse af majs giver en lavere CO<sub>2</sub>-reduktion pr. ton, end anvendelse af husdyrgødningen gør.

### **3.6. Opgradering af biogas til bionaturgas**

Formålet med opgradering af biogas til naturgasnettet er at opnå større afsætningsmæssig fleksibilitet og bedre ressourceudnyttelse. Man vil således kunne undgå situationer, hvor varmen fra elproduktionen på biogasfyrede kraftvarmeværker ikke i fuldt omfang kan afsættes pga. begrænsede lokale anvendelsesmuligheder – fx om sommeren. En anden fordel af direkte adgang til naturgasnettet er konkurrencemæssig, idet man undgår, at lokale kraftvarmeselskaber opnår en monopsonlignende position som eneaftagere af biogas fra biogasproducenter i et område.

Infrastrukturen kan beskrives som en ”hård” og en ”blød” del. Den hårde del omfatter, hvor gassen fysisk håndteres: transmissionsnet, fordelingsnet, distributionsnet, M/R-stationer (måle- og regulatorstationer), gaslagre m.m.

Den bløde del omfatter lovgivning, regler og økonomi m.m. Hvad angår den hårde del, skal man finde ud af, hvor og hvordan den producerede bionaturgas kommer på naturgasnettet. I den bløde del skal man bl.a. finde ud af, hvem der vil købe bionaturgassen og til hvilken pris.

Nationalt er der tre naturgasselskaber (Naturgas Fyn, Dong Energy og HMN Naturgas), samt Energinet.dk, der kan være mulige købere af gas. De er organiseret i forsyningsselskaber, der står for det fysiske, men de kan også have et handelsselskab, der står for køb og salg af gas. Ud over dem er der en lang række individuelle købere og handelsselskaber, som også fungerer i markedet. Ved salg af bionaturgas skal den pågældende sælger oprettes som bionaturgassælger, hvorefter vedkommende sælger gassen videre til en transportkunde, der agerer i markedet.

# Naturgasselskabernes Oversigtskort

Transmissions- og fordelingsnet (stål) pr. 1. maj 2007



**Figur 3.4 Transmissions- og fordelingsnet**

Kilde: Dansk Gastechnisk Center (DGC), 2007.

Note: Hovedstadens Naturgas og NaturgasMidtnord er i dag fusioneret i HMN Naturgas.

Det samlede net er opdelt i tre led, nemlig transmissionsnettet, fordelingsnettet og distributionsnettet. Transmissionsnettet ejes af Energinet.dk, og det fører gassen fra naturgasfelterne til Jylland, Fyn og Sjælland og til brug i fordelingsnettet. Trykket i ledningerne er 50-80 bar. Der kan også importeres gas fra andre lande (fx Tyskland).

Fordelingsnettet fører gassen fra transmissionsnettets regulatorstationer til distributionsnettets regulatorstationer. Trykket er her 19-50 bar. Fordelingsnettet ejes af Energinet.dk og de regionale gasselskaber.

Endelig er der distributionsnettet der ejes af gasselskaberne og som sender gassen ud til de ca. 400.000 kunder. Trykket her er 0,022-7 bar (se figur 3.4). Det antages, at tilslutningen kan ske til fordelingsnettet, hvorfor der er stor sandsynlighed for, at opgraderede bionaturgas fra et biogasanlæg, uden større ledningsarbejde, kan tilføres naturgasnettet (Jensen, 2009).

Som det fremgår af figur 3.4, er der ikke naturgas i området omkring Århus (Djursland), på Lolland-Falster og Bornholm. Det vil således ikke være muligt at levere biogas til naturgasnettet i disse områder.

Behovet for at anvende bionaturgas skyldes også, at produktionen af naturgas i Nordsøen er faldende, hvorfor der ledes efter danske alternativer. På EU-plan forventes en stigning i importeret gas fra bl.a. Rusland. (Energinet, 2010). Det forventes, at den importerede gas har en lavere brændværdi, og at der kan forekomme større variation i gaskvaliteten. På den måde vil bionaturgas ligesom andre fremtidige energikilder stille større krav til naturgashåndteringen.

Energinet.dk udsteder oprindelsesgarantier for bionaturgassen i form af bionaturgascertifikater. Det giver muligheder for at frigøre CO<sub>2</sub>-kvoter ved fortrængning af naturgas i kraftvarmesektoren. Denne mulighed må antages at øge værdien bionaturgas i forhold til fossil naturgas med CO<sub>2</sub>-kvoteværdien. For tiden er CO<sub>2</sub>-kvoteprisen dog relativt lav (ca. 30 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>), hvilket kan have betydning for den pris, gaskøberne vil betale for opgraderet biogasnaturgas.

Afsætning af biogas til naturgasnettet kræver, at biogassen opgraderes, som det gøres i Tyskland. Opgraderingen af biogas sker også i Sverige, men her anvendes den opgraderede biogas som



drivmiddel i biler, da de i kraft af vandkraft har billig el. Ved opgraderingen renses biogassen (svovl og vand fjernes), og indholdet af CO<sub>2</sub> reduceres, så indholdet af metan udgør minimum 97,3 %. Derved overholdes krav i gasreglementet til wobbe-indekset (kravet er 50,8 MJ pr. m<sup>3</sup>). Wobbe-indekset bruges til at sammenligne brændværdien af forskellige gasser.

Den opgraderede biogas vil typisk have en lavere brændværdi end naturgassen, da den indeholder andre kulbrinter end metan. For at gasselskaberne kan overholde nøjagtighedskravene til afregning af gassen i det tilførte net, kan der stilles krav om yderligere måling af brændværdi i nettet, mere hensigtsmæssigt valg af tilslutningssted eller tilsætning af propan for at øge brændværdien.

Dong Energy etablerede det første anlæg, der tilførte biogas til naturgasnettet i 2011 i Fredericia, baseret på biogas fra et centralrenseanlæg. Der har været en længere indkøringsperiode end forventet, men der er opnået værdifuld viden. Det påpeges i den forbindelse, at der er behov for at afklare forhold omkring propantilsætning (Dong Energy, 2012).

Hvis gassen afsættes til fordelingsnettet, skal trykket være på mellem 19-50 bar, hvorfor der vil være omkostninger forbundet med at foretage trykøgning, da trykket, når det forlader biogasanlægget, er 1 bar. Den letteste løsning vil være afsætning til det lokale distributionsnet, hvor trykket højst er 7 bar. Dette vil reducere omkostninger ved tilslutning, men der kan her være en mindre risiko for, at ikke alt biogasproduktionen kan afsættes hele tiden, hvorfor placeringen skal vælges med omhu, da gassen ellers skal afbrændes (flares). Omvendt kunne det tænkes, at nogle M/R-stationer ombygges, så gassen kan passere begge veje.

Hvis biogasanlæg kan placeres nær M/R-stationer, kan det reducere omkostningerne ved opgradering, da man her præcist måler gasindholdet og kan justere for dette.

Der findes flere teknologier, som kan bruges til opgradering, bl.a. PSA (Pressure Swing Adsorption), vandskrubbeanlæg og aminanlæg. El-energiforbruget ved opgraderingen er ca. 4 % af energien i biogassen ved de to første metoder. Der kan være et tab af metan fra både PSA og vandskrubbeanlæg på 1-3 %, mens aminanlægget har et lavere metantab (Johansen, 2013).

PSA-anlægget udnytter, at kuldioxid i langt højere grad end metan vil absorberes på en overflade under tryk. Det absorberende materiale er oftest aktivt kul (Jensen, 2009). Vandskrubberen udnytter, at kuldioxid har en højere opløselighed i vand end metan. PSA-anlægget kræver alene el, mens der til vandskrubberen også kræves vand. I aminanlægget vandskes gassen i en vandig opløsning, der indeholder amin, der er en ugiftig og nedbrydelig væske. Processen er trykløs, men kræver varme.

Aminanlægget er udviklet af Ammongas og afprøvet på Hashøj Biogas (Ammongas, 2013). Gassen fra biogasanlægget afsættes til Hashøj Kraftvarme via en biogasledning mellem biogasanlægget og kraftvarmeværket. I takt med at biogasproduktionen er øget, er der opstået kapacitetsbegrænsning i gasledningen. Formålet med opgraderingsanlægget er derfor i første omgang ikke at afsætte biogassen via naturgasnettet, men at fjerne CO<sub>2</sub> fra biogassen for derved at reducere mængden af gas, som skal transporteres, og dermed eliminere kapacitetsproblemet. Anlægget kan opgradere biogas med 37 % CO<sub>2</sub> til 99 % ren metan uden noget tab af metan til atmosfæren.

Det vurderes, at omkostningerne ved PSA (Pressure Swing Adsorption) og trykvandsvask er på samme niveau. Prisen ligger på 1,13 kr. pr. m<sup>3</sup> opgraderet metan ved PSA og 1,1 kr. ved vandskrubbeanlæg (Jensen, 2009). Uden propantilsætning reduceres omkostningerne med 0,22 kr. pr. m<sup>3</sup> metan til 0,91 (Jensen, 2009).

Det er i ovennævnte analyse antaget, at opgraderingsanlægget behandler 500 m<sup>3</sup> rå biogas pr. time. Det svarer til at modtage biogas fra et anlæg, der årligt producerer 3-4 mio. m<sup>3</sup> biogas, svarende til halvdelen af produktionen i Case 2012. Det vurderes af Dansk Gascenter, at anlæg over 1.000 Nm<sup>3</sup> pr. time har opnået langt de fleste størrelsesøkonomiske fordele (Jensen, 2009). Dette svarer til 6 mio. m<sup>3</sup> N pr. år, hvilket er lidt mindre end produktionen i Case 2012-anlægget.

En anden analyse af omkostningerne ved opgradering viser, at omkostningerne udgør 0,94-1,29 kr. m<sup>3</sup> metan alt efter situation inkl. trykudligning og rørlægning, som ikke var indeholdt i ovennævnte analyse. De laveste omkostninger findes med brug af aaminskrubberen, mens den næstbilligste er PSA (Johansen, 2013). Analysen viser endvidere, at det kan være økonomisk fordelagtigt på en given lokalitet at trykudligne til fx 40 bar for at sikre sig fuldaftsætning, fremfor at betale lavere tilslutningsomkostninger og så risikere at skulle afbrænde en del af den opgraderede biogas, når der ikke er afsætning. Det er vigtigt, at der skabes nogle rammevilkår, så dette ikke sker.

Investeringen i rør og kompressor (trykudligning) udgør ca. 3-5 mio. kr. svarende til 0,1-0,15 kr. m<sup>3</sup> metan. Når investeringen her er lidt højere end i nogle analyser, skyldes det ønsket om, at anlægget kan fungere 100 % og derfor har 2 kompressorer. Andre vurderer, at en kompressor er nok idet fejl typisk kan udbedres ret hurtigt (få timer). Omkostningerne ved opgradering til bionaturgas inkl. trykøgning og rør er i Case 2012 sat til 1,2 kr. pr. m<sup>3</sup> metan eller 35 kr. pr. GJ. Det er muligt, at denne omkostning reduceres, når brug af opgraderingsteknologi bliver mere udbredt.

Grundlæggende indikerer analyser af de forskellige teknikker følgende forskelle: PSA-anlægget er let at tilslutte, fjerner næsten alt vand, har et lavt energiforbrug og har potentiale for teknologiske forbedringer i fremtiden ved brug af nye materialer. Vandskrubber har også lavt energiforbrug, renses ammoniak, men kræver ligesom PSA, at den opgraderede gas renses for svovlbrinte. Aminskrubber er et mindre anlæg med lavt metantab, som også fjerner svovlbrinte. Aminanlægget har omvendt et stort energiforbrug (Johansen, 2013).

Ved opgradering til naturgasnettet modtager ejeren af anlægget et tilskud på 79 + 26 + 10 kr. pr. GJ eller i alt 115 kr. pr. GJ. Imidlertid må det antages, at der ved opgraderingen er et vist tab. Støtten falder i faste priser fra 115 kr. pr. GJ i 2012 til 68 kr. pr. GJ i 2031.

Salgsprisen kunne herefter være naturgasprisen på ca. 65 kr. pr. GJ + 115 kr. pr. GJ = 180 kr. pr. GJ (6,45 kr. pr. Nm<sup>3</sup> metan). Opgraderingsanlægget kan enten ejes af biogasselskabet, der så sælger opgraderet biogas til gasselskaberne, eller det kan ejes af gasselskaberne, der så køber biogas til opgradering. Hvilken salgspris man vil kræve for den opgraderede biogas, kan variere alt efter ejerforhold, lokalisering, omkostninger ved tilslutning m.m.

Biogas i naturgasnettet fortrænger naturgas, og derved frigives CO<sub>2</sub>-kvoter i EU's kvotesystem ETS, når biogassen anvendes i store anlæg med en effekt på over 20 MW, hvilket typisk er tilfældet. Derved bliver den samlede værdi af biogas i naturgasnettet øget med kvoteværdien. Analyser viser, at når biogas fra gylle erstatter naturgas, sker der en reduktion på 2-3 kg CO<sub>2</sub> pr. m<sup>3</sup> metan, der indgår. Ved anvendelse af de gennemsnitlige priser på CO<sub>2</sub>-kvoter på 154 kr. pr. ton CO<sub>2</sub> undgår naturgasselskaber således at købe kvoter for ca. 0,3 kr. pr. m<sup>3</sup> metan (Energistyrelsen, 2012b). Dette svarer til ca. 8-10 kr. pr. GJ. Denne sparede omkostning vil selskaberne have incitament til at betale

mere for bionaturgassen, men det er ikke nødvendigvis den fulde værdi, som biogasselskabet vil modtage. Ved den meget lavere kvotepris, som eksisterer i øjeblikket, vil den merpris, man ønsker at betale, blive noget mindre.

Forbrugere kan dog vælge, at de hellere vil betale mere for Grøn naturgas, og såfremt denne mulighed bliver tydeligere, kan dette øge salgsprisen. Denne merværdi kan opnås, samtidig med at der opnås en gevinst ved ikke at skulle købe en CO<sub>2</sub>-kvote.

I udregningerne af Case 2012 er der anvendt en opgraderingsomkostningspris på 35 kr. pr. GJ eller 1,2 kr. pr. m<sup>3</sup> metan inkl. trykudledning og rørføring.

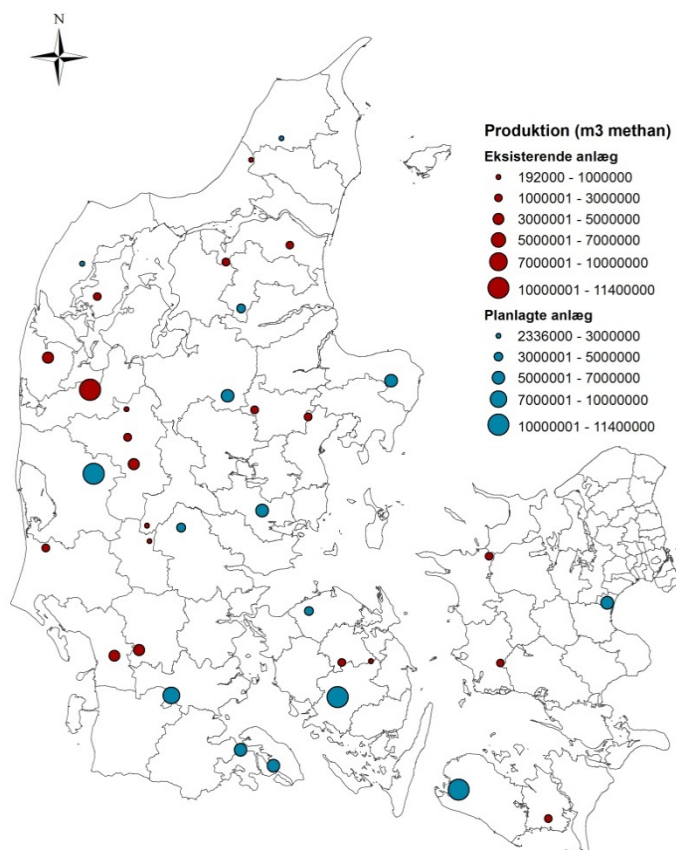
Uden indregning af muligheden for at sælge CO<sub>2</sub>-kvoter bliver den samlede værdi af den producerede biogas (ikke solgte) ved opgradering: 141 kr./GJ (180 · 0,98 – 35) (5,1 kr. pr. Nm<sup>3</sup> metan). Indregnes det, at naturgasselskabet med brug af bionaturgas ikke behøver at købe CO<sub>2</sub>-kvoter, så stiger salgsværdien af biogassen til naturgasselskabet til ca. 150 kr. pr. GJ produceret (5,4 kr. pr. Nm<sup>3</sup> metan)

### **3.7. Den fremtidige husdyrproduktion og potentiale for fremtidige biogasanlæg**

Såfremt der i dag anvendes ca. 8 % af den samlede mængde tørstof fra gylle, svarer det til 145.000 tons tørstof. Såfremt 50 % skal anvendes, udgør det 0,9 mio. tons tørstof, hvis det alene er baseret på gylle, mens det er 1,5 mio. tons, hvis det også inkluderer dybstrøelse.

I Case 2012 anvendes ca. 30.000 tons tørstof, hvoraf de 21.000 tons stammer fra gylle. Dette svarer til, at der skal etableres yderligere 35 fællesanlæg som Case 2012 for at nå målet, om at 50 % af gyllen skal afgasses. Såfremt dybstrøelse også indgår, er tallet noget højere.

Antallet af sandsynlige biogasanlæg i den nærmeste fremtid er angivet i figur 3.5. Her er både de eksisterende og en række planlagte anlæg placeret. De planlagte anlæg er stort set dem, som indgår i kapitel 2. Som det fremgår, placeres hovedparten i Jylland, og de har en gennemsnitlig størrelse på 7 mio. m<sup>3</sup> pr. år, hvilket er noget større end gennemsnittet af de nuværende anlæg. Når de 15 anlæg er bygget i 2012-2015, er spørgsmålet, hvor de næste anlæg kan placeres.



Kilde: Mikkel Bojesen, Københavns Universitet

**Figur 3.5 Eksisterende biogasanlæg (røde) og planlagte (blå)**

Kilde: på baggrund af Bojesen et al. (2013).

I den videre analyse er første trin at vurdere den fremtidige husdyrproduktion i 2020, og her viser analysen, at fordelingen af husdyr vil være yderligere koncentreret i Jylland, og at der vil være et mindre fald i husdyrproduktionen. Tabel 3.6 illustrerer, hvilken betydning det vil have, hvis alle de planlagte anlæg opføres. Under antagelse af at fremtidens biogasanlæg i gennemsnit producerer 6 mio. m<sup>3</sup> methan, og 50 % af husdyrgødningen skal udnyttes, dvs. yderligere 69 mio. m<sup>3</sup> methan, følger det af tabel 3.6, at der skal bygges yderligere ca. 10-14 biogasefficienter anlæg.

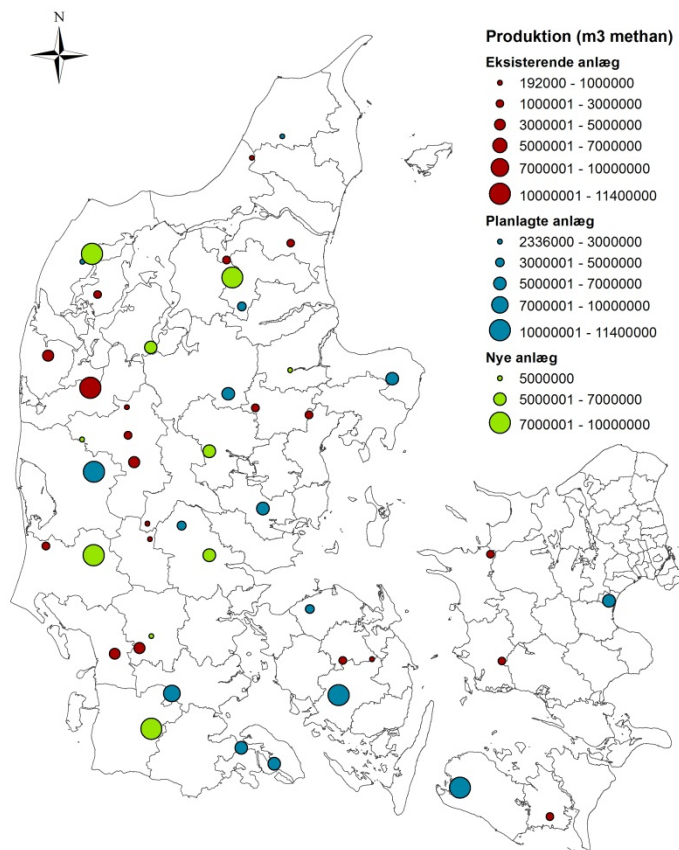
**Tabel 3.6 Nuværende og fremtidige gylleudbud og -efterspørgsel fra gård- og fællesbiogasanlæg, set i forhold til mål om 50 % udnyttelse af gylle i biogas**

År	Udbud (mio. m <sup>3</sup> metan)	Efterspørgsel (mio. m <sup>3</sup> metan) 70 % gylle	Udnyttelse (%)	Antal anlæg
2012	384	35	9	21
2020	344	103	30	36
2020	344	172	50	46-50

Kilde: Bojesen et al. (2013).

Med udgangspunkt i denne øgede kapacitetsmæssige udfordring er der foretaget en GIS-analyse af de bedste placeringer af fremtidens biogasanlæg i relation til minimering af transportafstand vægtet med mængden af tilgængelig husdyrgødning. I analysen har fokus været på placering af nye fællesanlæg og ikke gårdanlæg. Bojesen et al. 2013 fandt, at store biogasfællesanlæg har 16 % lavere transportomkostninger end små biogasfællesanlæg. Derfor vurderes det, at store anlæg er at foretrække frem for små anlæg. Af figur 3.6 fremgår det, hvor det vil være hensigtsmæssigt at placere fremtidens biogasanlæg, hvis målsætningen om 50 % husdyrgødning skal opnås. Det fremgår af analysen, at:

- Der skal etableres yderligere 10 nye fællesbiogasanlæg
- Samlet skal der således være ca. 50 biogasfællesanlæg (hvoraf de 44 er angivet på kortet)
- Langt hovedparten af de nye anlæg vil være beliggende i Jylland
- Anlæggene antages at udnytte 70 % af husdyrgødningen i oplandet. Hvis dette krav ikke kan opfyldes, øges den maksimale transportafstand fra 30 til fx 40 km
- De nye anlæg skal tilpasse sig det eksisterende marked af leveranceaftaler
- Anlæggene vil have forskellig størrelse.



Kilde: Mikkel Bojesen, Københavns Universitet

**Figur 3.6 Mulig placering af biogasanlæg for at nå målsætning om 50 % husdyrgødning**

Kilde: Bojesen et al. (2013).

De nye anlæg er foreslået placeret i fx Løgumkloster, Rødding, Ølgod, Silkeborg, Randers, Skive og Haverslev. De er alene placeret på baggrund af en minimering af transportafstanden i forhold til gødningsmængden. Udvidelse af eksisterende biogasanlæg er ikke indlagt som en mulighed, selvom det kunne være en mulighed i visse tilfælde.

**Tabel 3.7 Forventet produktion og estimerede ressourcer til rådighed for ti nye anlæg, baseret på spatial interaktionsmodel (mio. Nm<sup>3</sup> metan)**

	Indregnet produktion	Estimerede ressourcer			
År		2009	2020	2009	2020
Aktionsradius		30 km		40 km	
Haverslev	8,00	17,52	16,02	17,98	16,52
Jelling	6,00	9,05	7,62	9,65	8,12
Løgumkloster	10,00	23,12	21,56	23,57	21,96
Ølgod	8,00	20,88	20,51	21,09	20,75
Ørnhoj	5,00	7,88	7,47	7,18	6,72
Randers	5,00	9,70	9,00	9,71	8,97
Rødding	5,00	12,43	11,91	12,20	11,54
Silkeborg	6,00	8,05	7,39	7,96	7,28
Skive	7,00	16,42	15,60	16,15	15,41
Thisted	9,00	10,58	9,73	11,68	10,78

Kilde: Bojesen et al. (2013).

I tabel 3.7 demonstreres det, hvorledes nye anlæg vil passe ind i det eksisterende marked, og hvilke markedsandele disse vil opnå ved en given størrelse og placering. Samlet vurderes det, at det vil være forbundet med meromkostninger i form af længere transportafstand at opnå målet om 50 %, ligesom det skal kombineres med et stort engagement blandt en stor andel af landmændene i de berørte områder for at nå målet. De videre analyser skal således vurdere, hvad en øget transportafstand vil betyde for de samlede produktionsomkostninger.

Af tabel 3.7 fremgår det, at for ni ud af ti anlæg kan en ressourcemæssig nedgang på op mod 30 % imødegås, uden at det vil få konsekvenser for muligheden for at producere den angivne mængde biogas (målt i m<sup>3</sup> metan). Endvidere vil en nedgang i produktionen fra nogle anlæg kunne modgås ved at øge produktionen i andre anlæg i tabel 3.7 som fx Haverslev. De ændrede forudsætninger betyder således ikke, at der skal etableres flere anlæg fx på Sjælland.



For en række andre anlæg ser forholdene imidlertid ikke så lyse som for de ti omtalte anlæg. Under antagelse af at alle disse anlæg bliver etableret, vil et anlæg som Maabjerg kunne imødesee knaphed på husdyrgødning grundet konkurrencen fra Ørnhøj- og Skive-anlæggene på både kort og langt sigt, også ved at øge aktionsradiusen op til 40 km. For anlæg som Nakskov forudsiger modellen, at de kun vil have 20 % af de nødvendige ressourcer tilgængelige. Et anlæg som Solrød vil ifølge modellen kun have omkring halvdelen af de nødvendige ressourcer tilgængelige, såfremt deres biogasproduktion skulle basere sig på 70 % gylle. Imidlertid udnytter Solrød-anlægget store mængder citrusskaller fra en nærliggende pektinproduktion. Modellen kan således anvendes til at give et estimat på, hvor stor en andel andre biomasser skal udgøre af det samlede biomasse-flow.

Ovenstående tydeliggør, hvordan den omtalte model kan bruges som beslutningsstøtteværktøj af såvel planlæggere som investorer og folk på eksisterende anlæg til at vurdere, hvilke strategiske dispositioner der kan være hensigtsmæssige. Eksempelvis kan folkene på Maabjerg nyde godt af den fordel, at de allerede er etableret, og de kan dermed strategisk søge at indgå kontrakter i de områder, der ellers naturligt ville dækkes af hhv. Ørnhøj- og Skive-anlæggene.

Det vurderes således, at det fysisk er realistisk at nå et niveau for biogasudbygningen, hvor 50 % af husdyrgødningen udnyttes til biogasproduktion. Placering og produktionskapacitet er i vid udstrækning en koordineringsopgave, hvor alles ressourcemæssige behov kan tilgodeses.

## Kapitel 4. Case anlæg 2012

I dette kapitel gives en beskrivelse af det valgte case-anlæg anno 2012, hvorefter der foretages en analyse af anlæggets rentabilitet over en 20-årig periode.

For de valgte anlægsstørrelser fastlægges samtlige beregningsforudsætninger, herunder investeringsomkostninger, driftsudgifter, forventede gasudbytter ved forskellige biomassegrundlag samt ændringer i areal- og gødningsanvendelse med udgangspunkt i analyserne i kapitel 1-3.

Hovedformålet er at belyse, under hvilke vilkår der er driftsøkonomisk overskud ved at etablere en biogasproduktion i Danmark. Det opstillede regneark bygger på erfaringer, som er gjort tidligere af bl.a. Hjort-Gregersen (2003) og Tafdrup (2009).

### 4.1. Beskrivelse af Case 2012-anlæg

På baggrund af de indsamlede data (beskrevet i afsnit 2.2) opstilles det mest realistiske bud på, hvordan Case 2012-anlægget skal se ud, både i forhold til størrelse, biomassesammensætning, afstand til biomasseudbydere samt investeringsomkostninger. Tabel 4.1 angiver fordelingen af input

**Tabel 4.1** Case 2012-anlæg, biomassesammensætning

	Anlæg
Biomasse i alt (ton pr. dag)	700
Kvæggylle (%)	36
Svinegylle (%)	42
Fiberfraktion kvæg (%)	5
Fiberfraktion svin (%)	7
Majsensilage (%)	10
I alt (%)	100

Det antages, at Case 2012-biogasanlægget vil have kapacitet til at behandle 700 tons biomasse pr. dag, hvilket svarer til 255.000 ton pr. år. Biomasseinputtet sammensættes ud fra de tilgængelige gylletyper og mængder, som på nuværende tidspunkt er til rådighed i Danmark. Hvis der ses bort fra relativt små mængder mink- og fjerkrægylle, finder Olesen et al. (2013), at de samlede danske

gyllemængder består af 46 % kvæggylle og 54 % svinegylle (se dog også tabel 3.5). Det er den fordeling, der anvendes her, både når der anvendes ubehandlet gylle og ved beregning af de bagvedliggende gyllemængder for den separerede produktion.

Af det samlede biomasseinput består 78 % af en blanding af ubehandlet svine- og kvæggylle, 12 % af fiberfraktion fra separeret gylle og 10 % af majsensilage. Forudsætningen om maksimalt 10 % majsensilage betyder, at iblandingsandelen holdes under det tilladte maksimum for opnåelse af tilskud, der vil være gældende frem til 2020. For at få den samlede tørstofprocent i biomasse op på 11,5 %, hvilket er driftmæssigt optimalt, tilsættes også 12 % fiberfraktion. Det antages endvidere, at der bag hvert ton fiberfraktion ligger 11,5 tons ren kvæggylle eller 10,8 tons ren svinegylle.

## **4.2. Driftsøkonomiske analyser**

Den driftsøkonomiske analyse gennemføres på baggrund af biogasproducentens omkostninger og indtægter. Det antages, at case-anlægget anno 2012 har en levetid på 20 år, og analysen af rentabiliteten i anlægget forløber over en 20-årig periode. Den driftsøkonomiske analyse indeholder kun markedsomsatte goder, som repræsenteres i løbende faktorpriser. I de følgende afsnit beskrives først biogasanlæggets produktion samt indkomst, dernæst de relaterede udgifter i form af investeringer og driftsomkostninger, for til sidst at illustrere de driftsøkonomiske resultater for det valgte case-anlæg. Der anvendes som tidligere angivet en udlånsrente på 7,5 %, mens diskonteringsrenten er 4,25 %.

### **4.2.1 Input, produktion og indkomst**

Produktionen af biogas fra et anlæg afhænger i høj grad af sammensætningen af biomassen. I case-anlægget anvendes som angivet 78 % gylle, 12 % fiber samt 10 % majsensilage.

Biogasproduktionen pr. ton biomasseinput afhænger af tørstofindholdet i den givne biomasse som beskrevet i afsnit 3.1. Tabel 4.2 viser tørstofindholdet i de forskellige typer af biomasse, der giver et gennemsnitligt tørstofindhold på 11,5 %. En pumpbar biomasse kan maksimalt have et tørstofindhold på 11-12 % (Hjort-Gregersen, 2012). Der foretages separation af ca. 275.000 tons gylle, hvilket giver 30.600 tons fraktion. Den samlede mængde udgør 255.500 tons biomasse.

Foruden inputmængder og tørstofindhold viser tabel 4.2 også metan- og biogasproduktionen pr. år og pr. ton biomasseinput. Her ses det endvidere, at biogassen har et metanindhold på 65 %, på nær majs- og græs-baseret biogas, hvilket kun har et metanindhold på 55 %. Denne kombination af biomasseinput producerer årligt ca. 7.500 m<sup>3</sup> metan, svarende til knap 29 m<sup>3</sup> metan pr. ton input. Det er specielt majs, der bidrager med en stor gasproduktion pr. ton input. Det antages endvidere, at man via seriedrift, hvor den afgassede biomasse ledes tilbage til reaktoren, øger biogasudbyttet med 10 %.

Det antages i standardcasen, at biogassen afsættes til lokale kraftvarmeværker, mens opgradering til naturgaskvalitet vil blive behandlet i en følsomhedsanalyse senere. Dog er det ikke al den producerede metan, der sælges til kraftvarmeværkerne. En del af metanproduktionen anvendes i egen motor på biogasanlægget, hvorefter kølevarmen anvendes som procesenergi på selve biogasanlægget. Også den producerede el bruges i anlægget. Denne form for metananvendelse modtager en støtte på 75 kr. pr. GJ som beskrevet i afsnit 3.3. Der produceres ca. 4 kWh pr. Nm<sup>3</sup> metan i en sådan motor.

**Tabel 4.2 Biomasseinput og produktion**

Biomasse	Mængde	Tørstof- indhold	Metan	Biogas	Metan	Biogas
	(ton/år)	(%)	(Nm <sup>3</sup> /år/1.000)		(Nm <sup>3</sup> /ton input)	
Kvæggylle	86.553	7,5	1.039	1.598	12,0	18,5
Svinegylle	112.737	4,9	1.237	1.904	11,0	16,9
Fiberfraktion svin	17.344	30	1.082	1.665	62,4	96,0
Fiberfraktion kvæg	13.316	30	831	1.278	62,4	96,0
Majsensilage	25.550	33	2.552	4.641	99,9	181,6
Seriedrift (+10 %)	-	-	674	1.109	-	-
<b>Total</b>	<b>255.500</b>	<b>11,3</b>	<b>7.416</b>	<b>12.194</b>	<b>29,0</b>	<b>47,7</b>

Kilde: Egne beregninger.

I tabel 4.3 sættes energiforbruget til procesvarme til 2 m<sup>3</sup> metan pr. ton biomasse. Endvidere går ca. 1 % af metanproduktionen til afkalkning af maskinerne. Som beskrevet i afsnit 3.3 medfører den

manglende efterspørgsel efter varme i sommerperioderne ved afsætning til kraftvarmeværker et samlet energitab på 10 %. Dette tab fratrækkes den solgte mængde metan, der herefter udgør 218.438 GJ pr. år. Det første år indregnes indkøringsproblemer, ligesom det kan tage tid at få processen op at køre, hvorfor metanproduktionen nedsættes med 25 % det første år.

**Tabel 4.3      Energiproduktion (GJ)**

	Produktion	
Samlet metanproduktion	265.487	GJ/år
Energi til procesvarme	2	m <sup>3</sup> metan/ton input
Metanforbrug til procesvarme	18.294	GJ/år
Energi til afkalkning	1	%
Metanforbrug til afkalkning	2.206	GJ/år
Energitab ifm. lav varmeefterspørgsel (10 %)	26.549	GJ/år
<b>Metansalg</b>	<b>218.438</b>	<b>GJ/år</b>
<b>Metansalg</b>	<b>6.102</b>	<b>1.000 Nm<sup>3</sup>/år</b>
Metansalg, år et (25 % indkøringstab)	163.828	GJ/år

Kilde: Egne beregninger

Note: 1 GJ = 27,9 m<sup>3</sup> metan

På baggrund af prisudviklingen for biogasbaseret metan præsenteret i tabel 3.2 samt den producerede mængde metan præsenteret i tabel 4.3, beregnes den årlige indkomst fra metansalg som vist i tabel 4.4. Afgasning af gylle antages at forbedre gødningsværdien med omkring 5 kr. pr. ton, som tidligere angivet. Nettoomkostningen ved separering af gylle er jf. 3.2.1 estimeret til at være 10 kr. pr. ton bagvedliggende gylle, hvilket svarer til ca. 90 kr. pr. ton fiber, der modtages. Endvidere estimeres prisen på majsensilage til at være 307 kr. pr. ton (se afsnit 3.2). Af indkøb af biomasse på 12,7 mio. kr. årligt udgør 75 % køb af majs, mens resten er køb af fiberfraktion. Majsen står for over 40 % af den samlede metanproduktion i Case 2012.

De fleste anlæg betaler i dag ikke for at modtage fiberfraktionen, men det er inkluderet for at afspejle landmandens omkostning. På tilsvarende måde betaler landmænd typisk ikke for at

modtage afgasset gylle retur fra anlægget, selvom det har en øget gødningsværdi. Den samlede årlige indkomst fra salg af biogas og støtte ved anvendelse af biogas som procesvarme på anlægget er med den givne anlægsstørrelse og biomassesammensætning vurderet til at være omkring 27 mio. kr. Salgsværdien alene for gassen er opgjort til 5,2 kr. pr. m<sup>3</sup> metan. Et fald i salgsprisen på 10 % ville således reducere indtjeningen med ca. 4,0 mio. kr. årligt.

**Tabel 4.4 Indkomst fra salg af biogas m.m.**

Indkomst (Løbende priser – 20 år)	1000 Kr./år	Kr./tons input	Kr./m <sup>3</sup> biogas	Kr./m <sup>3</sup> metan
Gassalg	38.161	149,4	3,1	5,2
Øget gødningsværdi	1.540	6,0	0,1	0,2
Køb af biomasse	-12.774	-50,0	-1,0	-1,7
<b>Samlet</b>	<b>26.928</b>	<b>105,4</b>	<b>2,2</b>	<b>3,6</b>

Note: Indtægter og omkostninger er sammenholdt med den producerede mængde biogas og metan fra tabel 4.2.

Kilde: Egne beregninger

#### 4.2.2. Investerings- og driftsomkostninger

I det følgende afsnit beskrives de forskellige investerings- og driftsomkostninger over den 20-årige levetid for det givne biogasanlæg.

De totale investerings- og driftsomkostninger forbundet med biogasproduktion er delt ind i følgende poster:

- Elforbrug
- Vedligeholdelse
- Transportreinvesteringer
- Anlægsinvestering
- Gylletransport
- Administrative omkostninger
- Anlægsreinvesteringer
- Transport af fast biomasse
- Afgifter

Tabel 4.5 illustrerer omkostningerne forbundet med det elforbrug, som er nødvendigt for et biogasanlæg af denne størrelse. Elforbruget er først og fremmest knyttet til behandlingen af biomasse samt transporten af gas fra biogasanlægget til et kraftvarmeanlæg eller opgraderingsanlæg. Med en elpris på 0,72 kr. pr. kWh estimeres de forventede elomkostninger til at være omkring 1,4 mio. kr. årligt.

**Tabel 4.5 Elforbrug**

		<b>Enheder</b>
Strømforbrug ved beh. af biomasse	5,5	kWh/m <sup>3</sup> biomasse
Energiforbrug til gastransport	0,020	kWh/m <sup>3</sup> gas
Biogasanlægget	1.405	1.000 kWh/år
Gastransport (lavtryk)	244	1.000 kWh/år
I alt	1.649	1.000 kWh/år
Forudsat elpris, kr. pr. kWh	0,72	Kr./kWh
<b>Omkostning</b>	<b>1.432</b>	<b>1.000 Kr./år</b>
Omkostninger pr. ton input	5,6	Kr./år
Omkostninger pr. m <sup>3</sup> biogas	0,1	Kr./år
Omkostninger pr. m <sup>3</sup> metan	0,2	Kr./år

Kilde: Egne beregninger.

Tabel 4.6 viser de krævede investeringer ved etablering af et biogasanlæg med et biomasseinput på 700 tons pr. dag svarende til standardanlægget i denne rapport. Ud fra de indsamlede data beskrevet i afsnit 2.2 vurderes det, at et anlæg af denne størrelse vil kræve en investering på 80 mio. kr. eller ca. 310 kr. pr. ton årligt input. Desuden kræves der investeringer i gasledning, gasrampe, gylletankbiler, gårdinvesteringer mv., så de samlede investeringer løber op i knap 100 mio. kr. Det blev vedtaget i energiforliget 2012, at der ydes et midlertidigt anlægstilskud på 30 % i år 2012. Disse beregninger baseres dog på fremtidige anlæg, som ikke har mulighed for anlægstilskud.

**Tabel 4.6 Investeringer**

Enhedsomkostninger				Investering (1000 kr.)	
Biogasanlæg (inkl. hygiejnisering og varmegenvinding )				80.000	kr.
Gasledning til KV-værk(er)	5 km á	700.000 kr./km		3.500	kr.
Ekstra gasrampe på KV-værk(er)	1 stk. á	2.000.000 kr./stk.		2.000	kr.
Gylletankbiler (32 m <sup>3</sup> sættevogne)	4 stk. á	2.000.000 kr./stk.		8.000	kr.
Gårdinvesteringer, antaget	200 stk. á	3.000 kr./stk.		600	kr.
Køb af grund				2.000	kr.
Diverse bygherreomkostninger				2.000	kr.
Investering i alt				98.100	kr.
Tilskud til anlægsinvestering	0 %			0	kr.
Egenkapital				0	kr.
<b>I alt til lånefinansiering</b>				<b>98.100</b>	<b>kr.</b>
<b>Årlige kapitalomkostninger (20 år, 7,5 %)</b>				<b>9.622.844</b>	<b>kr./år</b>
Omkostninger pr. ton input				<b>37,7</b>	<b>kr./år</b>
Omkostninger pr. m <sup>3</sup> biogas				<b>0,8</b>	<b>kr./år</b>
Omkostninger pr. m <sup>3</sup> metan				<b>1,3</b>	<b>kr./år</b>

Kilde: Egne beregninger.

Bemærk, at omkostninger til forundersøgelser og andet forarbejde ikke er indregnet, selvom der nogen gange skal investeres betydelige mængder arbejdstid og midler fra den første ide, til det endelige projektforslag er klar til at blive analyseret. Omfang og omkostninger vil dog variere meget fra anlæg til anlæg og indregnes ikke her. I tilfældet fra Tønder udgør forundersøgelsesprojektet en omkostning på 1 mio. kr., hvoraf 2/3 blev givet som støtte til yderområder. Den direkte omkostning var i dette tilfælde ca. 2.500 kr. pr. landmand for de ca. 120 landmænd, der kunne deltage i projektet. Anlægget skal være på 60 MW og er således et meget stort fællesanlæg.



Det antages yderligere, at det er påkrævet at foretage reinvesterings i anlægget efter 10 år, som vist i tabel 4.7. De samlede anlægsreinvesteringer løber her op i 6,5 mio. kr.

**Tabel 4.7 Reinvesteringer på biogasanlægget – År 10**

	<b>Investering (1000 kr.)</b>	
Gyllesystemet – rør, vekslere m.m.	2.000	kr.
Gyllepumper m.v. til biomassehåndtering	1.000	kr.
Gassystemet – rør, membraner m.m.	500	kr.
Gasmotor m.v.	1.000	kr.
Elektronisk overvågning	500	kr.
Andet	1.500	kr.
<b>I alt</b>	<b>6.500</b>	<b>kr./år</b>
<b>Årlige kapitalomkostninger (10 år, rente 7,5 %)</b>	<b>946.959</b>	<b>kr./år</b>
Årlige omkostninger (20 år og 4,25 %)	458.759	kr./år
Omkostninger pr. ton input	1,8	kr./år
Omkostninger pr. m <sup>3</sup> biogas	0,1	kr./år
Omkostninger pr. m <sup>3</sup> metan	0,1	kr./år

Kilde: Egne beregninger.

Anlægget kræver årlig vedligeholdelse som illustreret i tabel 4.8. De årlige omkostninger løber her op i knap 1,4 mio. kr.

Der er en del omkostninger forbundet med at transportere gyllemængden på næsten 200.000 tons årligt fra gårdene til biogasanlægget og retur. Ud fra dataindsamlingen beskrevet i afsnit 2.2 vurderes det, at der i gennemsnit er 14 km fra biogasanlægget til gylleleverandørerne, og at denne gyllemængde transporteres med 4 tankvogne.

**Tabel 4.8 Biogasanlægget – vedligeholdelse**

			<b>Omkostninger/år</b>	
Gyllepumper	0,50	kr./m <sup>3</sup> biomasse	127.750	kr.
Macerator	0,10	kr./m <sup>3</sup> biomasse	25.550	kr.
Omrørere	0,50	kr./m <sup>3</sup> biomasse	127.750	kr.
Struvitrensning	0,20	kr./m <sup>3</sup> biomasse	51.100	kr.
Fjernelse af sand	0,25	kr./m <sup>3</sup> biomasse	63.875	kr.
Vedligehold, gasrensning			200.000	kr.
Diverse forbrugsstoffer			50.000	kr.
Vand mv.			50.000	kr.
Diverse analyser			50.000	kr.
El & styring			300.000	kr.
Øvrigt vedligehold			300.000	kr.
<b>I alt</b>			<b>1.346.025</b>	<b>kr.</b>
<b>Årligt vedligehold (20 år, 4,25 %)</b>			<b>1.623.119</b>	<b>kr./år</b>
Omkostninger pr. ton input			6,4	kr./år
Omkostninger pr. m <sup>3</sup> biogas			0,1	kr./år
Omkostninger pr. m <sup>3</sup> metan			0,2	kr./år

Kilde: Egne beregninger

I forhold til størrelsen på hver tankvogn, antal km pr. tur, antal ture, og de dertil medfølgende driftsomkostninger findes antal timer, hver tankvogn skal køre pr. dag samt de samlede årlige omkostninger. Det vurderes, at hver af de fire tankvogne skal være aktive 10,5 timer pr. dag, hvilket er normal praksis i dag. Med driftsomkostninger, lønomkostninger og brændstofomkostninger lagt sammen findes de samlede årlige udgifter til transport af gylle. Tabel 4.9 viser disse omkostninger, hvor omkostninger til køb af lastbiler ikke indgår. De samlede årlige omkostninger til transport af gylle løber op i 4,9 mio. kr. I forhold til antal tankvogne og afstand til biomasseleverandører er der god overensstemmelse mellem det beregnede anlæg fra 2002 (800 tons pr. dag) og Case anlæg 2012 (700 tons pr. dag).

**Tabel 4.9 Gylletransportomkostninger**

		Omkostninger/år
Mængde transporteret	199.290	ton
Gennemsnitlig afstand	14	km
Transport pr. tur	42	km
Mængde pr. læs	31	m <sup>3</sup>
Antal tankvogne	4	stk.
Antal ture pr. tankvogn pr. dag	6,4	stk.
Antal arbejdsdag pr. tankvogn	250	dage
Arbejdsdag pr. tankvogn	10,5	timer / dag
Driftsudgifter pr. tankvogn pr. år	230.000	kr. pr. bil pr. år
Brændstofudgift	1.275.456	kr./år
Arbejds løn i alt	1.895.441	kr./år
Driftsudgifter tankvogne i alt	920.000	kr./år
<b>I alt</b>	<b>4.090.897</b>	kr.
<b>Driftsudgifter og løn, tankvogne i alt pr. år</b>	<b>4.933.054</b>	<b>kr./år</b>
Omkostninger pr. ton input	19,3	kr./år
Omkostninger pr. m <sup>3</sup> biogas	0,4	kr./år
Omkostninger pr. m <sup>3</sup> metan	0,7	kr./år

Kilde: Egne beregninger og Tafdrup (2009b)

Ud over transporten af gylle er der også behov for at transportere den faste fiberfraktion og majsensilagen. Omkostningerne ved at transportere fast biomasse er næsten dobbelt så høj pr. ton sammenlignet med flydende biomasse. Det skyldes mere tidskrævende af- og pålæsning af den faste biomasse. Opgjort pr. ton tørstof er det dog væsentligt billigere at transportere fast biomasse. Tabel 4.10 illustrerer enhedsomkostningerne for transport af fast biomasse samt de totale omkostninger på ca. 2,4 mio. kr., som er forbundet med at transportere ca. 56.000 tons fast biomasse årligt. Det antages, at fiberfraktion og majs hentes på bedrifterne. Der benyttes ikke egne vogne til denne transport, idet de lejes.

**Tabel 4.10 Transport af fast biomasse**

	<b>Omkostninger/år</b>	
Enhedsomkostninger	35	kr./ton
Fast biomasse, mængde (majsensilage og fiberfraktion)	56.210	ton
<b>Omkostninger i alt</b>	<b>1.967.350</b>	<b>kr./år</b>
<b>Totale omkostninger</b>	<b>2.372.351</b>	<b>kr./år</b>
Omkostninger pr. ton input	9,3	kr./år
Omkostninger pr. m <sup>3</sup> biogas	0,2	kr./år
Omkostninger pr. m <sup>3</sup> metan	0,3	kr./år

Kilde: Egne beregninger

Det antages, at der efter 10 år er behov for reinvesterings i de tankvogne, som transporterer gylle til anlæggene. Tabel 4.11 viser omkostningerne forbundet med at købe 4 nye tankvogne i år 10. Endvidere viser tabellen også omkostninger forbundet med reinvesterings opgjort som en årlig omkostning.

**Tabel 4.11 Transportreinvesteringer – År 10**

	<b>Omkostninger</b>	
Antal tankvogne	4	stk.
Pris pr. tankvogn	2.000.000	kr.
<b>Totale omkostninger</b>	<b>8.000.000</b>	<b>kr. i år 10</b>
<b>Årlige omkostninger</b>	<b>1.165.487</b>	<b>kr./år</b>
Årlige omkostninger i 20 år	564.627	kr./år
Omkostninger pr. ton input	2,2	kr./år
Omkostninger pr. m <sup>3</sup> biogas	0,1	kr./år
Omkostninger pr. m <sup>3</sup> metan	0,1	kr./år

Kilde: Egne beregninger

Tabel 4.12 repræsenterer de årlige driftsomkostninger forbundet med biogasproduktionen på Case 2012-anlægget. De samlede driftsomkostninger vurderes i denne sammenhæng at udgøre 2,3 mio. kr. årligt i anlæggets 20-årige levetid.

**Tabel 4.12 Driftsomkostninger**

						<b>Omkostninger/år</b>	
Løn til driftsledere	3	Pers.	400.000	kr./år		1.200.000	kr./år
Forsikringer						400.000	kr./år
Bestyrelse						200.000	kr./år
Revision						100.000	kr./år
Gødningsadministration m.m.						100.000	kr./år
Kontor og andre udgifter						300.000	kr./år
<b>Driftsomkostninger i alt</b>						<b>2.300.000</b>	<b>kr./år</b>
<b>Årlige driftsomkostninger</b>						<b>2.773.481</b>	<b>kr./år</b>
Omkostninger pr. ton input						10,9	kr./år
Omkostninger pr. m <sup>3</sup> biogas						0,2	kr./år
Omkostninger pr. m <sup>3</sup> metan						0,4	kr./år

Kilde: Egne beregninger

De samlede årlige omkostninger forbundet ved biogasproduktion på Case 2012-anlægget er præsenteret i tabel 4.13. Her ses det, at omkostningerne løber op i 23,8 mio. kr. pr. år i de 20 år, som anlægget eksisterer. Tillægges omkostningerne ved køb af biomasse minus omkostninger til øget gødningsværdi på 11,2 mio. kr. (se tabel 4.4), er de samlede omkostninger 35,0 mio. kr. Det svarer til 160 kr. pr. GJ eller 5,7 kr. pr. Nm<sup>3</sup> metan, der sælges. Når de samlede omkostninger holdes op imod produktionen på 7.416 Nm<sup>3</sup> metan, er omkostningen 4,7 kr. pr. Nm<sup>3</sup> metan (se også tabel 4.16).

Gassalget udgør 38,2 mio. kr., hvilket svarer til 175 kr. pr. GJ eller 6,3 kr. pr. Nm<sup>3</sup> metan, der sælges. Når denne værdi er højere end salgsværdien på 163 kr. pr. GJ (eller 5,8 kr. pr. m<sup>3</sup> metan), skyldes det, at procesenergien også opnår en indtjening.

**Tabel 4.13** Totale årlige omkostninger ved biogasproduktion

Omkostninger	Omkostninger 1000 kr. pr. år	Omkostninger pr. ton input	Omkostninger pr. m <sup>3</sup> biogas	Omkostninger pr. m <sup>3</sup> metan
Elforbrug	1.432	5,6	0,1	0,2
Investeringer	9.623	37,7	0,8	1,3
Anlægs-reinvesteringer	459	1,8	0,0	0,1
Vedligeholdelse	1.623	6,4	0,1	0,2
Gylletransportsomkostninger	4.933	19,3	0,4	0,6
Transport af fast biomasse	2.372	9,3	0,2	0,3
Transportreinvesteringer	565	2,2	0,0	0,1
Driftsomkostninger	2.773	10,9	0,2	0,4
<b>Samlet</b>	<b>23.780</b>	<b>93,1</b>	<b>2,0</b>	<b>3,2</b>

Note: Omkostning er opgjort i forhold til produktion ikke salg

Kilde: Egne beregninger.

#### 4.2.3. Driftsøkonomiske resultater

De samlede driftsøkonomiske resultater fremgår af tabel 4.14. Det ses, at overskuddet ligger på omkring 3,1 mio. kr. årligt. Det kan ud fra tabel 4.14 konkluderes, at Case 2012-anlægget ud fra en driftsøkonomisk betragtning ser ud til at være en god investering.

**Tabel 4.14** Resultater – Biogasanlæg – 700 tons/dag

	1000 kr. pr. år	pr. ton input	pr. m <sup>3</sup> biogas	pr. m <sup>3</sup> metan
Samlede indtægter	26.928	105,4	2,2	3,6
Samlede omkostninger	23.780	93,1	2,0	3,2
<b>Samlet overskud (NPV 20 år)</b>	<b>3.147</b>	<b>12,3</b>	<b>0,2</b>	<b>0,4</b>

Kilde: Egne beregninger

Der er således et driftsøkonomisk overskud på 3 mio. kr. årligt for den valgte udgangscase. Hvorvidt dette overskud er tilfredsstillende, er afhængigt af omstændighederne og den risiko, som

investorer er villige til at løbe. Såfremt lånerenten øges fra 7,5 % til 11,5 %, vil kapitalværdien af investeringen være 0. Det er således den margin, der er at arbejde med, men da en række forhold påvirker resultatet, er der i det følgende afsnit lavet en række følsomhedsanalyser.

#### **4.3. Driftsøkonomiske følsomhedsanalyser**

Afsnit 4.3 indeholder en række følsomhedsanalyser, som skal medvirke til at kortlægge effekterne af ændringer i de drifts- og samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger. Følsomhedsanalyserne præsenteres som forskellige scenarier, med Case 2012-anlægget som standard- eller referencemodel. Tabel 4.15 er en oversigt over de forskellige scenarier, hvor tallene markeret med gult, er dem, som ændres i forhold til referencemodellen.

Tabel 4.15. Oversigt over analyser af konventionelle biogasanlæg

Scenarier (løbende priser):	Standard	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Anlægsstørrelse (ton/dag)	700	500	1000	700	700	700	700	700	700	700	700	1000	700	700	700	700
Transportafstand (km)	14	13	15	14	14	14	14	14	14	14	14	20	14	14	14	14
Investeringsstilskud på 30 %	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Ja	Nej
Anlægsinvestering (mio. kr.)	80	65	110	80	80	80	80	80	80	80	80	110	80	80	80	80
Lånerente (%)	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	4,25	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
Gasprisstigning (realpris % /år)	3	3	3	3	3	3	3	3	0	3	3	3	3	3	3	3
Gns., fast salgspris (kr./GJ)	145	145	145	145	145	145	145	130	145	145	145	145	152	145	145	145
Fiberfraktions pris (kr./ton)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	0	10	10	10	10	10	10
Majspris (kr.)	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	200	307	307	307	307	307
Gylle (%)	78	78	78	78	80	93	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78
Fiberfraktion (%)	12	12	12	0	0	0	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Majs (%)	10	10	10	0	20	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Enggræs (%)	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



Dybstrøelse	0	0	0	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Salg til NG	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Ja	Nej	Nej	Nej
Salg til KV med 10 % energitab	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Nej	Nej	Ja	Ja
Dårligste gylle TS værdier	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Ja
Samlet overskud (mio. kr. NPV 20 år)	3,1	-0,1	6,9	10,2	1,2	-4,1	5,4	-0,7	2,2	6,5	6,4	5,5	-0,5	7,6	5,6	0,6
Produktionspris (kr./Nm <sup>3</sup> )	4,7	5,2	4,5	3,5	5,0	5,8	4,4	4,7	4,7	4,3	4,3	4,6	4,7	4,7	4,4	5,0

Note: Produktionsprisen er beregnet som anlægs- og driftsomkostninger tillagt omkostninger ved køb af biomasse minus forbedret gødningsværdi divideret med den producerede gasproduktion (tabel 4.2)

Scenarie 1 og 2 skal analysere vigtigheden af størrelsen på biogasanlægget. Da transportafstand fra biomasseudbydere til biogasanlægget og anlægsinvesteringsomkostningerne stiger med anlægsstørrelsen, er disse faktorer også ændret i scenarie 1 og 2. I scenarie 3, 4 og 5 klarlægges effekten af forskellige biomassesammensætninger, hvor der er fokus på hhv. separeret gylle, majsensilage og græs. Følsomhedsanalyserne i scenarie 6 skal illustrere vigtigheden af størrelsen af lånerenten, som bruges i beregningerne, mens scenarie 7 viser konsekvensen af en lavere salgspris. Scenarie 8 analyserer effekten af en stabil naturgaspris over biogasanlæggets levetid. Dernæst vil scenarie 9 og 10 analysere effekten af hhv. en nulstilling af fiberfraktionsprisen og en lavere majspris. Scenarie 11 vil ligesom scenarie 2 analysere effekten af et større biogasanlæg, dog indeholder scenarie 11 en stigning i transportafstanden. Scenarie 12 og 13 analyserer biogasproduktionen, når der hhv. opgraderes til naturgaskvalitet, og når det antages, at energitab grundet manglende varmeaftagere fra kraftvarmeværker i sommerperioden minimeres. Scenarie 14 viser situationen, hvis et anlæg er godkendt i 2012 og derfor modtager anlægsstøtten på 30 %. Afslutningsvis illustrerer scenarie 15 effekterne af at have de dårligst mulige tørstofværdier i gylleinputtet.

Tabel 4.16 præsenterer resultaterne af følsomhedsanalyserne af scenarie 1 og 2. Her ses effekterne af at have forskellige størrelser produktion. Det fremgår, at med den givne biomassesammensætning vil det være en driftsøkonomisk fordel at gøre anlægget så stort som muligt, så længe der er et biomassegrundlag tilgængeligt inden for en overskuelig afstand.

**Tabel 4.16 Scenarie 1 & 2 – Anlægsstørrelse**

<b>Samlet overskud (NPV 20 år)</b>	<b>Mio. kr. pr. år</b>	<b>Kr. pr. ton input</b>	<b>Kr. pr. m<sup>3</sup> biogas</b>	<b>Kr. pr. m<sup>3</sup> metan</b>
500 ton/dag	-0,3	-0,0	-0,0	-0,0
700 ton/dag	3,1	12,3	0,3	0,4
1.000 ton/dag	6,9	18,8	0,4	0,6

Kilde: Egne beregninger

I scenarieberegningerne i tabel 4.17 stiger investeringsomkostningerne med anlægsstørrelsen, således at anlægsinvesteringerne udgør 65, 80 og 110 mio. kr. for de 3 anlæg. Afstanden til biomasseudbydere kun øges med 1 km ved det store anlæg og reduceres med 1 km ved det mindre

anlæg på 500 tons pr. dag. Såfremt afstanden skal øges yderligere ved store anlæg er betydningen analyseret i tabel 4.18. Det forudsættes, at afstanden til biomasseudbydere vil skulle øges fra 15 til 20 km, for at et anlæg kan modtage 1.000 tons pr. dag. Det fremgår, at overskuddet falder med ca. 1,5 mio. kr. om året. Det er dog langt fra nok til at eliminere de driftsøkonomiske fordele ved biogasproduktionen. Derfor kan der, med fordel, også produceres biogas, selvom der er relativt stor afstand til biomasseudbydere.

Som anført er investeringen i de 3 størrelser af anlæg hhv. 65, 80 og 110 mio. kr., hvilket svarer til hhv. 356, 314 og 301 kr. pr. ton input. Endvidere er der behov for forskellig investering i lastbiler til transport af gylle ved de forskellige anlægsstørrelser. Et anlæg på 500 tons pr. dag har derved behov for 3 lastbiler, et anlæg på 700 tons pr. dag har behov for 4 lastbiler, og et anlæg på 1.000 tons pr. dag har behov for 6 lastbiler for at transportere biomassen.

Det er således både anlægsinvesteringen og investeringer i transportsystem samt andre investeringer og den daglige drift, der i disse beregninger er billigere i det store anlæg i forhold til Case 2012.

**Tabel 4.17    Scenarie 2 & 11 – Anlægsstørrelse og afstand**

<b>Samlet overskud (NPV 20 år)</b>	<b>Mio. kr. pr. år</b>	<b>Kr. pr. ton input</b>	<b>Kr. pr. m<sup>3</sup> biogas</b>	<b>Kr. pr. m<sup>3</sup> metan</b>
700 ton/dag, 14 km transport.	3,1	12,3	0,3	0,4
1.000 ton/dag, 15 km transport.	6,9	18,8	0,4	0,6
1.000 ton/dag, 20 km transport.	5,4	14,9	0,3	0,5

Kilde: Egne beregninger

Følsomhedsanalysen af biomassesammensætningen er illustreret i tabel 4.18. Foruden standardanlægget ses der på biomassesammensætninger med enten den højeste andel fiberfraktion, majsensilage eller græs, som det er muligt komme op på, samtidig med at tørstofandelen forbliver på 11,5 % (hvor biomassen stadig er pumpbar). Brugen af enggræs (fra naturpleje) som 7 % af biomasseinputtet giver, som det fremgår, et underskud. Endvidere kan transportomkostningerne i praksis måske være større end angivet her.

**Tabel 4.18    Scenarie 3, 4 & 5 – Biomassesammensætning**

Samlet overskud (NPV 20 år)	Mio. kr.	Kr. pr. ton	Kr. pr. m <sup>3</sup>	Kr. pr. m <sup>3</sup>
	pr. år	input	biogas	metan
Gylle (78 %), fiber (12 %) og majs (10 %)	3,1	12,3	0,3	0,4
Gylle (77 %) og majs (23 %)	2,2	8,8	0,1	0,3
Gylle (93 %) og græs (7 %)	-4,1	-16,2	-0,5	-0,8
Gylle (78 %) og dybstrøelse (22 %)	10,3	40,1	1,0	1,6

Kilde: Egne beregninger

I tabel 4.18 vises også et scenarie, hvor dybstrøelse erstatter separeret gylle og majsensilage i forhold til Case 2012. Biomasseinputtet i dette scenarie består af 78 % ubehandlet gylle og 22 % dybstrøelse for at fastholde et tørstofindhold på 11,5 % i reaktoren. Det antages, at dybstrøelsen har samme gaspotentiale og samme evne til at reducere drivhusgasudledninger som fiberfraktionen fra separeret gylle. Der kan i dette være en undervurdering af gaspotentialet i dybstrøelse (se kapitel 3). Modsat separeret gylle og majsensilage vil der ikke være forbundet yderligere købs- eller separationsomkostninger ved anvendelse af dybstrøelse i biogasproduktionen. Det årlige driftsøkonomiske overskud for sådan en biogasproduktion løber op i ca. 10 mio. kr. svarende til 1,6 kr. pr. m<sup>3</sup> metan. Til sammenligning giver et biogasanlæg alene baseret på gylle et underskud på 5 mio. kr. om året, og produktionsomkostningerne er 6,5 kr. Nm<sup>3</sup> metan.

Tabel 4.19 analyserer effekterne af en ændret lånerente. Det er sammenlignet en lånerente på 7,5 %, men en rente på 4,25 % svarende til diskonteringsrenten. Dette scenarie kan således belyse konsekvenserne af fx en statslig lånegaranti, der giver større sikkerhed og en lavere rente. Den ændrede lånerente vil reducere ydelserne ved investeringen og reinvesteringer. Analysen viser, at en reduktion i lånerenten på 3,25 % vil øge det årlige overskud med 2,4 mio. kr.

**Tabel 4.19 Scenarie 6 – Lånerente**

<b>Samlet overskud (NPV 20 år)</b>	<b>Mio. kr. pr. år</b>	<b>Kr. pr. ton input</b>	<b>Kr. pr. m<sup>3</sup> biogas</b>	<b>Kr. pr. m<sup>3</sup> metan</b>
7,5 %	3,1	12,3	0,3	0,4
4,25 %	5,5	21,7	0,5	0,7

Kilde: Egne beregninger

Scenarie 7 er indsat som en følsomhed på salgsprisen, idet kraftvarmeanlæg i nogle tilfælde ikke opfatter naturgas som det relevante alternativ. I dette scenarie reduceres den gennemsnitlige faste pris fra 145 kr. pr. GJ til 130 kr. pr. GJ. Som det fremgår, betyder dette, at Case 2012 nu giver et underskud på næsten 1 mio. kr. årligt.

Scenarie 8 undersøger betydningen af en uændret realpris på naturgas sammenlignet med standardscenariets forudsætning om stigende realpris på naturgas i analyseperioden baseret på Energistyrelsens forventede prisudvikling i 2012 (se tabel 4.20). Her ses det, at den manglende stigning i realprisen på naturgas over de 20 år i gennemsnit giver et tab på ca. 1 mio. kr. pr. år, idet støtten aftrappes lidt mindre end i udgangsscenariet. Dog er det stadig driftsøkonomisk fordelagtigt at producere biogas under de givne omstændigheder.

**Tabel 4.20 Scenarie 7 & 8 – Prisudvikling for naturgas**

<b>Samlet overskud (NPV 20 år)</b>	<b>Mio. kr. pr. år</b>	<b>Kr. pr. ton input</b>	<b>Kr. pr. m<sup>3</sup> biogas</b>	<b>Kr. pr. m<sup>3</sup> metan</b>
Realprisstigning som i standardscenariet	3,1	12,3	0,3	0,4
Ingen realprisstigning	2,2	8,5	0,2	0,3
Lav salgspris (130 kr./GJ)	-0,8	-2,8	-0,1	-0,1

Kilde: Egne beregninger

I tabel 4.21 ses følsomhedsanalysen af en ændring i prisen på køb af fiberfraktion fra separeret gylle. Prisen på gyllefiber er beregnet som separationsomkostningerne minus værdien af fordelene i forbindelse med gødningsudnyttelsen. De to beløb udgør hhv. 15 og 5 kr. pr. ton gylle i

standardscenariet, hvor nettoprisen på fiberfraktion dermed bliver 10 kr. pr. ton bagvedliggende gylle. Det antages, at fiberfraktionen mængdemæssigt udgør ca. 11 % af en bagvedliggende gyllemængde. En pris på 10 kr. pr. ton bagvedliggende gylle svarer således til ca. 90 kr. pr. ton fiberfraktion.

Scenarie 9 forudsætter, at separationsomkostningerne til fulde opvejes af fordelene, så den samlede pris på fiberfraktionen bliver 0 kr. pr. ton bagvedliggende gylle. Dette giver en stigning i overskuddet på ca. 3 mio. kr. årligt.

**Tabel 4.21 Scenarie 9 – Fiberfraktionspris pr. ton bagvedliggende gylle**

Samlet overskud (NPV 20 år)	Mio. kr. pr.	Kr. pr. ton	Kr. pr. m <sup>3</sup>	Kr. pr. m <sup>3</sup>
	år	input	biogas	metan
Fiberfraktionspris 10 kr./ton	3,1	12,3	0,3	0,4
Fiberfraktionspris 0 kr./ton	6,5	25,3	0,5	0,9

Kilde: Egne beregninger

Scenarie 10 indeholder en analyse af konsekvenserne af en reduktion af majsensilageprisen fra 307 kr. pr. ton til 200 kr. pr. ton (se tabel 4.22). I dette tilfælde vil der ske en betydelig reduktion i omkostningerne relateret til biogasproduktionen, hvilket fører til en stigning i det årlige overskud på 3,1 mio. kr. Denne drastiske ændring viser, at prisen på majsensilage som biomasseinput har stor betydning for de driftsøkonomiske omkostninger forbundet til biogasproduktionen.

**Tabel 4.22 Scenarie 10 – Pris på majsensilage**

Samlet overskud (NPV 20 år)	Mio. kr. pr.	Kr. pr. ton	Kr. pr. m <sup>3</sup>	Kr. pr. m <sup>3</sup>
	år	input	biogas	metan
Pris på majsensilage 307 kr./ton	3,1	12,3	0,3	0,4
Pris på majsensilage 200 kr./ton	6,4	25,2	0,5	0,9

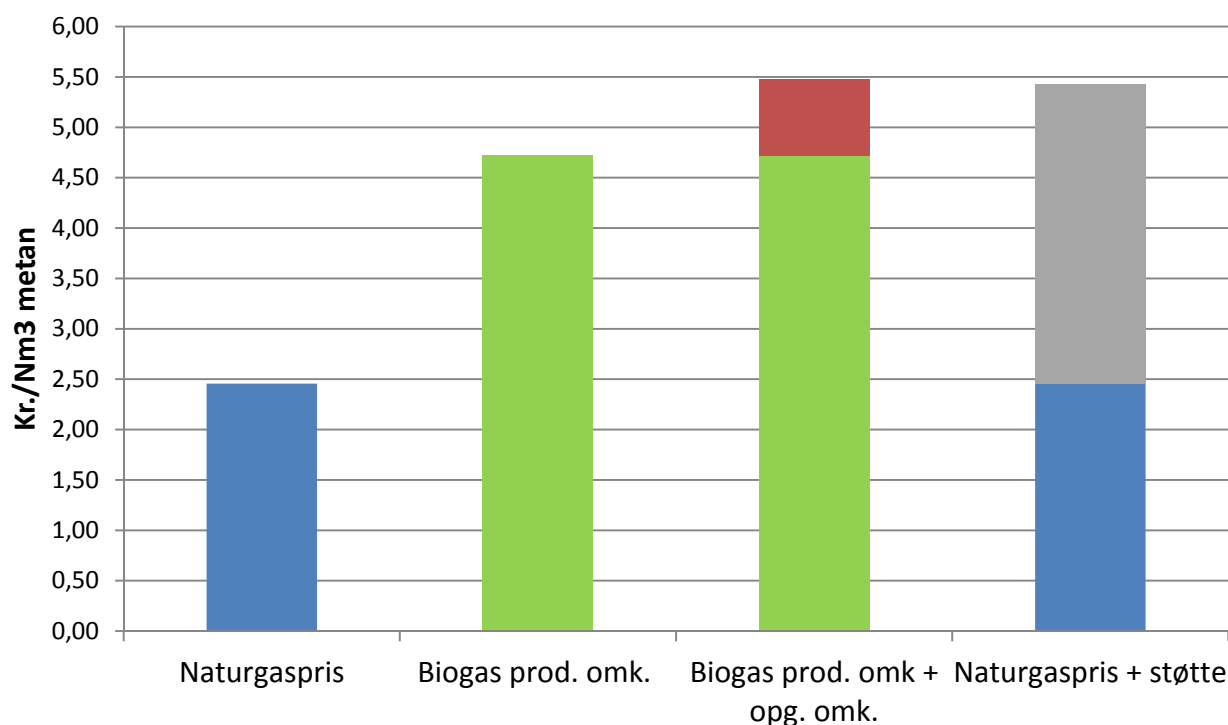
Kilde: Egne beregninger

Scenarie 12 og 13 omfatter forskellige typer af afsætningsmuligheder for den producerede energi på biogasanlægget. Standardscenariet forudsætter et energitab svarende til 10 % af den samlede

biogasleverance til lokale kraftvarmeværker, som følge af at varmeværkerne ikke forventes at kunne afsætte den samlede (bi)produktion af varme i sommerperioden. Ved opgradering til naturgasnettet antages der kun et energitab på 2 %, men her skal omkostningerne til opgraderingsprocessen indregnes. Tabel 4.24 viser overskuddet ved de tre forskellige afsætningsalternativer, salg til naturgasnettet (NG), salg til kraftvarmeværker (KV) uden energitab i sommerperioden og salg til kraftvarmeværker (KV) med energitab i sommerperioden svarende til 10 % af den samlede biogasleverance over et år. Af tabellen fremgår det, at det er driftsøkonomisk mest fordelagtigt at afsætte den producerede energi til et lokalt kraftvarmeværk, selvom der må accepteres et energitab på 10 % fremfor at opgradere til naturgaskvalitet. Denne forskel skyldes, at omkostningerne ved at opgradere biogassen til naturgaskvalitet er højere end de tabte indtægter ved kun at kunne udnytte 90 % af energiproduktionen. Omkostninger ved opgradering til bionaturgas er sat til 35 kr. pr. GJ eller 1,25 kr. pr. m<sup>3</sup> metan. Fratrullet fordelene ved øget afsætning findes en nettoomkostning ved opgradering på 0,75 kr. pr. m<sup>3</sup> metan.

Det vurderes, at det i nogle tilfælde kan være muligt at foretage opgradering og trykudligning for 1,0 kr. pr. m<sup>3</sup> metan svarende til en omkostning på 28 kr. pr. GJ. De lavere omkostninger opnås ved større anlæg, der er placeret optimalt.

Der kan argumenteres for, at biogas solgt til naturgasnettet kan generere en ekstra værdi i forbindelse med at levere CO<sub>2</sub>-neutral energi, dvs. både en kvoteværdi og en ekstra grøn værdi. En CO<sub>2</sub>-kvotepris på 150 kr. medfører en øget værdi på omkring 9 kr. pr. GJ, eller 0,3 kr. pr. Nm<sup>3</sup> metan.



**Figur 4.1 Omkostninger ved biogasproduktion og opgradering af biogas til bionaturgas**

Blå = Naturgaspris, Grøn = produktionsomkostningerne ved biogas, Rød = nettoopgraderingsomkostninger (opgraderingsomkostninger – merværdi ved salg af øget gasmængde) og Grå = udbetalt støtte.

Note: Naturgaspris er 2,46 kr. pr. Nm<sup>3</sup>, prod.omk. er 4,72 kr. pr. Nm<sup>3</sup>, og støtte er 2,97 kr. pr. Nm<sup>3</sup>.

Kilde: Egne beregninger

Figur 4.1 viser indtægter og omkostninger for biogasproduktion i kr. pr. Nm<sup>3</sup> metan. De blå søjler viser naturgasprisen på ca. 2,3 kr. pr. Nm<sup>3</sup>, hvilket er den værdi, biogassen har ved at erstatte naturgas. De grønne søjler viser NPV af nettoomkostningerne ved biogasproduktionen, inkl. omkostningerne til køb af biomasse fratrasket gevinsten ved øget gødningsværdi. Den røde søjle illustrerer nettoomkostningerne ved opgradering af biogas til naturgaskvalitet, dvs. selve opgraderingsomkostningerne minus gevinsten, som opstår ved reduceret energitab i sommerperioden. Den grå søjle repræsenterer den gennemsnitlige offentlige støtte, som gives til biogasproduktionen i perioden 2012-2031 på 83 kr. pr. GJ. Det ses, at biogasproduktionsomkostningerne inkl. omkostninger til opgradering er højere end den pris, man må formode, naturgasselskaber vil betale inkl. den udbetalte støtte baseret på de forudsætninger, der er anført i denne rapport.



Ekstraomkostningerne netto ved opgradering til naturgaskvalitet og højere energiudnyttelse er estimeret til 0,75 kr. pr. Nm<sup>3</sup> metan, men de samlede omkostninger pr. m<sup>3</sup> metan er lidt højere end den pris, som den opgraderede biogas antages at kunne afsættes til.

Hvis der ydermere tillægges en kvotepris og grøn værdi til indtægterne fra opgraderet naturgas på ca. 10 kr. pr. GJ, er opgradering på niveau med standardscenariet Case 2012. I det tilfælde vil der være et overskud på ca. 2,4 mio. kr. årligt. En anden mulighed er, at en billigere opgraderingsteknologi kan anvendes.

**Tabel 4.23    Scenarie 12 & 13 – Effekt af energitab i sommerperioden over for omkostninger til opgradering til naturgasnet**

<b>Samlet overskud (NPV 20 år)</b>	<b>Mio. kr. pr. år</b>	<b>Kr. pr. ton input</b>	<b>Kr. pr. m<sup>3</sup> biogas</b>	<b>Kr. pr. m<sup>3</sup> metan</b>
Salg til KV med 10 % energitab	3,1	12,3	0,3	0,4
Salg til KV med 0 % energitab	7,6	29,8	0,6	1,0
Salg til NG med 2 % energitab	-0,5	-1,7	-0,0	-0,0
Salg til NG med 2 % energitab + merværdi på 10 kr. pr. GJ	2,4	9,4	0,2	0,3

Kilde: Egne beregninger

For at et biogasanlægsprojekt er berettiget til en anlægsinvesteringsstøtte på 30 %, skal der være ansøgt om denne inden udgangen af 2012. Anlæg kan ikke søge om støtte i 2013, og effekten af dette er illustreret i tabel 4.24. Tilskuddet udgør i dette tilfælde 24,8 mio. kr., idet støtten ikke gives til investeringer i lastbiler og gasledning. Med en anlægsinvesteringsstøtte på 30 % kan et nyt biogasanlæg præsentere et gennemsnitligt overskud på ca. 5,5 mio. kr. årligt, og anlægsstøtten øger således overskuddet med 2,5 mio. kr. årligt. Den store effekt skyldes, at der så skal lånes mindre, og at lånerenten er 7,5 %.

**Tabel 4.24    Scenarie 14 – Investeringsstøtte**

<b>Samlet overskud (NPV 20 år)</b>	<b>Mio. kr. pr. år</b>	<b>Kr. pr. ton input</b>	<b>Kr. pr. m<sup>3</sup> biogas</b>	<b>Kr. pr. m<sup>3</sup> metan</b>
Uden 30 % invest. tilskud	3,1	12,3	0,3	0,4
Med 30 % invest. tilskud	5,6	21,8	0,5	0,8

Kilde: Egne beregninger

Ved produktion af biogas er tørstofandelen i den anvendte gylle af stor betydning for anlæggets gasproduktion pr. døgn. Tabel 4.25 illustrerer et worst-case og et best-case scenario. Det værste tænkelige scenarie antages at være modtagelse af kvæggylle med 6 % TS og svinegylle med 4 % TS, hvor der i standardscenariet anvendes 7,5 % og 4,9 % TS. Beregningsresultaterne i tabel 4.25 viser, at biogasanlægget lige netop vil være rentabelt i den situation med et årligt overskud på 0,6 mio. kr. I best-case scenario, hvor der anvendes 8 % og 6 %, øges det årlige overskud til 5,2 mio. kr. mod 3,1 mio. kr. årligt i standardscenariet. Dette viser, hvor stor følsomhed der er forbundet med tørstofværdierne for gylleinputtet.

**Tabel 4.25    Scenarie 15 – Gylletørstofandele**

<b>Samlet overskud (NPV 20 år)</b>	<b>Mio. kr. pr. år</b>	<b>Kr. pr. ton input</b>	<b>Kr. pr. m<sup>3</sup> biogas</b>	<b>Kr. pr. m<sup>3</sup> metan</b>
Worst-case scenario <sup>1</sup>	0,6	2,2	0,0	0,1
Standard	3,1	12,3	0,3	0,4
Best-case scenario <sup>2</sup>	5,2	20,3	0,4	0,7

Kilde: Egne beregninger

1 Kvæggylle 6 %, svinegylle 4 %.

2 Kvæggylle 8 %, svinegylle 6 %.

#### 4.4. Gårdanlæg og økologiske anlæg

De foregående beregninger har alle taget udgangspunkt i standardanlægget Case 2012. Det følgende afsnit indeholder eksempler på driftsøkonomien i hhv. gårdbiogasanlæg og økologiske biogasanlæg.

#### 4.4.1. Gårdanlæg

Som beskrevet i standardscenariet er der betydelige omkostninger til tankbilbaseret gylletransport ved 'traditionelle' fælles biogasanlæg. Ved anvendelse af gårdbiogasanlæg kan transporten af gylle spares, men det vil sjældent være muligt at opnå de stordriftsfordele i biogasproduktionen, som fællesanlæg giver mulighed for. Strukturudviklingen fører imidlertid til opbygning af større besætninger, hvilket vil give mulighed for at opnå nogle størrelsesøkonomiske fordele ved etablering af gårdbiogasanlæg. Omvendt har store gårdanlæg svært ved at udnytte eller afsætte alt varmen.

Økonomien i det decentrale gårdanlægskoncept afhænger af, om der kan etableres et biogasnet i et område, så de enkelte gårdanlæg kan tilknyttes et KV-værk eller opgraderingsanlæg. En omkostningseffektiv løsning vil kræve, at der opnås høj tilslutning – dvs. at en betydelig del af gyllen/gødningen inden for det omfattede område anvendes til biogasproduktion, og at biogassen herfra transporteres via det fælles biogasnet. Det antages i nærværende beregninger, at der etableres et biogasnet gradvist, som knopskydning, med udgangspunkt i de husdyrbrug, der ligger tættest på afsætningsstedet for gassen, og med udbygning i takt med at 'det næste' husdyrbrug etablerer biogasproduktion. Hvert gårdanlæg er derfor nødt til at investere i en gasledning for at kunne blive koblet på dette biogasnet. Det vurderes som en krævende opgave at etablere en sådan gruppe af gårdanlæg, men det kræver også meget at forestå etablering af biogasfællesanlæg.

Alternativet er, at der ligesom i dag primært produceres elektricitet, og at kun en mindre del af varmen udnyttes.

Som i standardscenariet antages der et energitab på 10 % af den samlede energiproduktion grundet manglende efterspørgsel efter varme om sommeren. Ud over sparede omkostninger til transport af gylle har det decentrale koncept den fordel, at metanudnyttelsen fra gyllen øges grundet en hurtigere behandling af gyllen i biogaslægget. Derfor antages der en højere emissionsreduktionsfaktor for metan på gårdbiogasanlæg end for fællesanlæg grundet den kortere lagring inden afgasning. For kvæggylle stiger emissionsreduktionsfaktoren for metan fra lager fra 5,1 kg til 5,6 kg CO<sub>2</sub>-ækv. pr. ton gylle, og for svinegylle stiger den fra 16,3 kg til 18,3 kg CO<sub>2</sub>-ækv. pr. ton gylle (Olesen et al., 2013).

Den nedenstående tabel 4.26 viser de driftsøkonomiske resultater for et gårdanlæg med en kapacitet på 100 tons pr. dag og med en biomassesammensætning som fællesanlægget i Case 2012. Tabel 4.26 viser den samlede årlige indkomst fra et salg på 3,8 mio. kr.

**Tabel 4.26 Indkomst fra metan salg – gårdanlæg**

Indkomst (løbende kr. – 20 år)	1.000 kr. pr. år	Kr. pr. ton input	Kr. pr. m <sup>3</sup> biogas	Kr. pr. m <sup>3</sup> metan
Gassalg	5.432	148,8	3,1	5,13
Øget gødningsværdi	220	6,0	0,1	0,2
Køb af biomasse	-1.825	-50,0	-1,0	-1,7
<b>Samlet</b>	<b>3.827</b>	<b>104,9</b>	<b>2,2</b>	<b>3,6</b>

Kilde: Egne beregninger

De forskellige faktorer, som udgør udgifterne til biogasproduktionen fra et gårdanlæg, ses i tabel 4.27 og løber årligt op i 3,5 mio. kr.

**Tabel 4.27 Totale årlige omkostninger ved biogasproduktion fra gårdanlæg**

Omkostninge				
Omkostninger (løbende priser)	1000 kr. pr. år	Omkostninger pr. ton input	Omkostninger pr. m <sup>3</sup> biogas	Omkostninger pr. m <sup>3</sup> metan
Elforbrug	205	5,60	0,12	0,19
<i>Investeringer</i>	1.756	48,11	1,01	1,66
Anlægsreinvesteringer	85	2,32	0,05	0,08
Vedligeholdelse	790	21,64	0,45	0,75
Gylletransportsomkostninger	0	0	0	0
Majsensilagetransport	154	4,22	0,09	0,15
Driftsomkostninger	467	12,82	0,27	0,44
<b>Samlet</b>	<b>3.457</b>	<b>94,71</b>	<b>1,98</b>	<b>3,26</b>

Kilde: Egne beregninger.

De totale driftsøkonomiske resultater består af sammenligningen mellem de totale indtægter og totale omkostninger, hvilket er præsenteret i tabel 4.28. Det ses, at overskuddet ligger omkring 0,4 mio. kr. årligt eller 0,3 kr. pr. m<sup>3</sup> metan.

**Tabel 4.28 Driftsøkonomiske resultater – Gårdbiogasanlæg – 100 tons/dag**

	1.000 kr. pr. år	pr. ton input	pr. m <sup>3</sup> biogas	pr. m <sup>3</sup> metan
Samlede indtægter	3.827	104,9	2,2	3,6
Samlede omkostninger	3.457	94,7	2,0	3,3
<b>Samlet overskud (NPV 20 år)</b>	<b>371</b>	<b>10,2</b>	<b>0,2</b>	<b>0,3</b>

Kilde: Egne beregninger

Det kan ud fra tabel 4.28 konkluderes, at et gårdbiogasanlæg ud fra en driftsøkonomisk betragtning ser ud til at være en god investering med det givne miks af biomasseinput, dog med mindre overskud pr. m<sup>3</sup> metan end det store fællesanlæg i standardscenariet Case 2012.

Såfremt der produceres el, og varmen, svarende til 10 % af energien, ikke kan sælges, reduceres overskuddet så meget, at der ikke længere er noget overskud. Der skal altså ske en god udnyttelse af varmen, for at det giver overskud.

#### 4.4.2. Økologiske biogasanlæg

I det følgende afsnit beskrives biogasproduktionen for et fællesanlæg svarende til Case 2012, dog med den ændring at økologisk kløvergræs nu erstatter separeret gylle og majsensilage. Det økologiske græs antages at have en TS-værdi på 33 %, og for at sikre en TS-andel i reaktoren på 11,5 %, tilsættes der vand, som efterfølgende skal fjernes ved skruepresser.

I Olesen et al. (2012) forudsættes afgrøden at være økologisk kløvergræs med et gennemsnitligt nettoudbytte efter ensilering på 8 tons tørstof pr. ha. For at beregne prisen på det økologiske kløvergræs anvendes i nærværende beregninger Budgetkalkuler for økologisk kløvergræs på hhv. sand- og lerjord fra Videntcentret for Landbrug (2012). Det gennemsnitlige tørstofudbytte pr. ha for de to jordtyper i budgetkalkulerne svarer omtrent til udbytteforudsætningen i Olesen et al. (2013).

Prisen på økologisk kløvergræsensilage er beregnet efter samme kriterier som tidligere benyttet for bl.a. majsensilage. Det vil sige, at det er den alternative jordrente ved anvendelse af arealet, der indgår som en omkostningskomponent i kalkulen. For økologisk planteavl findes der kun budgetkalkuler for de seneste to år. De viser gennemgående en noget højere jordrente for økologisk kornavl end for konventionel. To års gennemsnit er dog et spinkelt grundlag for estimering af den alternative jordrente i økologisk planteavl. Det skyldes til dels, at jordrenten er stærkt afhængigt af størrelsen af merpriserne på økologisk korn, som har varieret betydeligt gennem de seneste år. Budgetkalkulerne for økologisk korndyrkning forudsætter endvidere, at der tilføres husdyrgødning. Det øger usikkerheden om størrelsen af jordrenten på rene økologiske planteavlsbedrifter, da mulighederne for at skaffe husdyrgødning kan variere betydeligt fra bedrift til bedrift. På grund af disse usikkerhedselementer er det valgt at benytte gennemsnittet af de sidste fem års jordrente i konventionel planteavl som proxy for den alternative jordrente i kalkulerne for økologisk kløvergræs.

Tabel 4.29 viser, at der under de givne forudsætninger er beregnet en produktionspris for økologisk kløvergræsensilage på 306 kr. pr. ton på sandjord og 405 kr. pr. ton på lerjord. På den baggrund antages det i biogasberegningerne, at biogasanlæg fremover vil kunne købe økologisk dyrket græsensilage (med et tørstofindhold på 33 %) til en gennemsnitspris på 355 kr. pr. ton.

**Tabel 4.29 Beregnet produktionspris for økologisk kløvergræsensilage uden værdi af kvælstofbinding (1-årig, 4 slæt), 2012**

Jordtype	Sandjord, JB 1-3		Lerjord, JB 5-6		Gns. for jordtyper	
	FE	Ensilage <sup>a</sup> ton	FE	Ensilage <sup>a</sup> ton	FE	Ensilage <sup>a</sup> ton
Dyrkningsomkostninger						
Udbytte, pr. ha	6.800	24,7	7.300	26,5	7.050	25,6
Jordleje, kr. pr. ha <sup>b</sup>	855		4.004			
Stykomkostninger, kr. pr ha	2.382		2.420			
Maskin- og arbejdsomk., kr. pr. ha	4.320		4.320			
Omkostninger i alt, kr. pr. ha	7.557		10.744		9.150	
<b>Intern pris, kr. pr. FE og kr. pr. ton</b>	<b>1,11</b>	<b>306</b>	<b>1,47</b>	<b>405</b>	<b>1,29</b>	<b>355</b>

a. Forudsætninger: 1,20 kg tørstof = 1 FE; tørstof i græsensilage = 33 %.

b. Baseret på jordrenter for sædskiftere med korn og raps i perioden 2008-2012.

Kilde: Egne beregninger på grundlag af Budgetkalkuler 2012, Videncentret for Landbrug (2012).

Tabel 4.30 viser de driftsøkonomiske indtægter fra salg af metan ved brug af græsensilage som eneste biomasseinput for et fællesanlæg med en kapacitet på 700 tons pr. dag. For at reducere TS-indholdet i reaktoren til 11,5 % tilsættes som sagt en stor andel vand, så det samlede input årligt bliver 65.000 tons økologisk græs, 140.000 tons økologisk gylle og 55.000 tons vand. De årlige indtægter estimeres til at være omkring 19 mio. kr. Der er anvendt ca. 55 % økologisk gylle, hvilket er nødvendigt, for at biogassen kan modtage anlægsstøtte. Andelen af græs og vand er sat, så der opnås en TS-andel i reaktoren på 11,5 %.

**Tabel 4.30 Indkomst fra metansalg – økologisk anlæg**

Indkomst (Løbende priser)	1000 kr./år	Kr./ton input	Kr./m <sup>3</sup> biogas	Kr./m <sup>3</sup> metan
Gassalg	45.266	177,2	2,9	5,2
Øget kvælstoffiksering	1.217	4,8	0,1	0,1
Køb af biomasse	-27.344	-107,0	-1,8	-3,1
<b>Samlet</b>	<b>19.139</b>	<b>74,9</b>	<b>1,2</b>	<b>2,2</b>

Kilde: Egne beregninger

De forskellige faktorer, som udgør udgifterne til biogasproduktionen, ses i tabel 4.31 og løber årligt op i ca. 23 mio. kr. Det er i analysen forudsat, at den gennemsnitlige transportafstand her også er 14 km, men i praksis kan afstanden forventes at være noget større. Analyser foretaget af Krogh (2012) viser, at der kan skabes økonomi i økologiske biogasanlæg også på Sjælland, hvis der kan hentes den fornødne biomasse inden for en rimelig transportafstand (under 20 km). Der er her anvendt lidt andre forudsætninger, hvad angår rente m.m.

**Tabel 4.31 Totale årlige omkostninger ved økologisk biogasproduktion**

Omkostninger (løbende priser)	Omkostninger 1000 kr. pr. år	Omkostninger pr. ton input	Omkostninger pr. m <sup>3</sup> biogas	Omkostninger pr. m <sup>3</sup> metan
Elforbrug	1.488	5,82	0,10	0,17
Investeringer	9.623	37,66	0,62	1,10
Anlægsreinvesteringer	459	1,80	0,03	0,05
Vedligeholdelse	1.623	6,35	0,11	0,19
Transport af flydende biomasse	3.757	14,70	0,24	0,43
Transport af fast biomasse	2.696	10,55	0,17	0,31
Driftsomkostninger	2.773	10,86	0,19	0,29
<b>Samlet</b>	<b>22.983</b>	<b>89,95</b>	<b>1,49</b>	<b>2,63</b>

Kilde: Egne beregninger.



De totale driftsøkonomiske resultater består af sammenligningen mellem de totale indtægter og totale omkostninger, hvilket er præsenteret i tabel 4.32. Det ses, at der kommer et underskud på 3,8 mio. kr. årligt.

**Tabel 4.32 Driftsøkonomiske resultater – Økologisk anlæg – 700 tons pr. dag**

	kr. pr. år	pr. ton input	pr. m <sup>3</sup> biogas	pr. m <sup>3</sup> metan
Samlede indtægter	19.139	74,9	1,2	2,2
Samlede omkostninger	22.983	89,95	1,5	2,6
<b>Samlet overskud (NPV 20 år)</b>	<b>-3.844</b>	<b>-15,05</b>	<b>-0,3</b>	<b>-0,4</b>

Kilde: Egne beregninger

Det kan ud fra tabel 4.32 konkluderes, at et økologisk biogasanlæg ud fra en driftsøkonomisk betragtning ikke ser ud til at være en god investering under de givne forhold.

## 4.5. Sammenligning med andre resultater

### 4.5.1. Sammenligning af driftsresultat

I det følges sammenlignes de af IFRO fundne resultater i nærværende rapport med analyser foretaget af Energistyrelsen, Videncenteret og Energinet.dk for at vurdere, hvor der er forskelle i forudsætninger, som kan være årsag til forskelle i de beregnede økonomiske resultater. Gennemgangen er fokuseret på forskelle og gennemgår således ikke beregningerne i detaljer.

Tabel 4.33 viser, at der er forskelle i de 3 undersøgelser mht. anlægsstørrelsen og sammensætningen af biomassen. Størrelsen svinger mellem 200.000 tons pr. år og 365.000 tons pr. år, hvilket medfører forskellige investerings- og driftsomkostninger for de givne standardanlæg.

**Tabel 4.33 Sammenligning af forudsætninger og resultater fra andre analyser**

Antagelser:	IFRO <sup>1)</sup>	Energinet <sup>2)</sup>	Energistyrelsen <sup>3)</sup>
Anlægsstørrelse (ton/år)	255.500	200.000	365.000
Gylleandel (%)	78	90	92
Fiberfraktion (%)	12	0	1,4
Majsensilageandel (%)	10	10	5,5
TS – svin (%)	4,9	4,5	5,8
TS – kvæg (%)	7,5	7,6	8,0
TS – majsensilage (%)	33	31	28
Salg til KV-værk	Ja	Nej	Ja
Salg til NG-net	Nej	Ja	Nej
NG prisopdatering	2012 (udvikling)	2011 (udvikling)	2011 (niveau)
Salgspris (kr. pr. GJ)	145	138	110
Metanindhold i biogas (%)	65	65	65
Rente (%)	7,5	6	3
Anlægslevetid (år)	20	20	20
Energiaftale (implementeringsår)	2012	2012	2008
Investeringsstilskud (%)	0	30	20
Gasledning (km)	5	0	16
Majsensilagepris (kr.)	307	250	233
Øget gødningsværdi (kr. pr. ton)	5	0	3
Pris på transport af ubh. gylle (kr. pr. ton)	16	25	19,6
Afstand til biomasseleverandører (km)	14	-	9,9
Total investering (mio. kr.)	98	66,2	145
Reinvesteringer – år 10 (mio. kr.)	14,5	-	10
Tab fra usolgt varme	10 % af produktion	0	0
Energi til procesvarme (%)	7	10	0
Pris på opgradering (kr. pr. GJ)	---	22,3	-
Årlige driftsoverskud (mio. kr.)	3,1	-2,3	3,4

Kilder:

1) IFRO er nærværende rapport

2) Energinet er Energinet (2012). Analysen er udarbejdet af NIRAS for Energinet.dk.

3) Energistyrelsen er Tafdrup (2009b).

I forhold til type og sammensætning af biomasse tager IFRO udgangspunkt i omkring 75 % ubehandlet gylle og 25 % biomasse med højt gaspotentiale. Modsat har både Energinet og Energistyrelsen en gylleandel på omkring 90 % og derudover 10 % biomasse med højt gaspotentiale. Denne forskel mellem scenarierne medfører, at IFRO har en større gasproduktion, men også større udgifter til køb af biomasse. Tørstofprocenterne varierer i et vist omfang på tværs af undersøgelserne, hvor Energistyrelsen har de højeste tørstofprocenter for begge typer gylle, men den laveste tørstofprocent for majsensilage.

Standardscenariet fra Energinet bygger på en antagelse om, at al gassen afsættes til naturgasnettet, og efter opgradering er salgsprisen derfor relativ lav, mens de to andre scenarier antager, at biogassen afsættes til et lokalt kraftvarmeværk. Dette vil påvirke indtjeningen i nedadgående retning, hvis ikke salgsprisen afspejler dette. Energinet anvender naturgasprisen fra 2011, og der indgår ikke omkostninger til ledninger.

En vigtig faktor, som adskiller standardscenarierne, er, under hvilken energiaftale de opererer. Energinet og IFRO arbejder begge med den nye energiaftale og de økonomiske fordele, som følger med, mens Energistyrelsen arbejder under den gamle energiaftale. Ud fra tabellen ses der også en stor forskel i det forudsatte investeringsomfang. Denne hænger selvfølgelig sammen med anlægsstørrelsen. Endvidere antager Energinet, at der opnås et investeringstilskud på 30 %. Der er ligeledes også forskel på reinvesteringerne, antagelserne om tab fra sommerenes lavere efterspørgsel efter varme og størrelsen på energi til procesvarme.

Standardscenariet fra Energinet har et negativt årligt driftsøkonomisk overskud, mens IFRO og Energistyrelsen har positive årlige overskud fra biogasproduktionen. Når Energinet har et underskud skyldes det bl.a. højere driftsomkostninger og en lavere salgspris, end IFRO har anvendt.

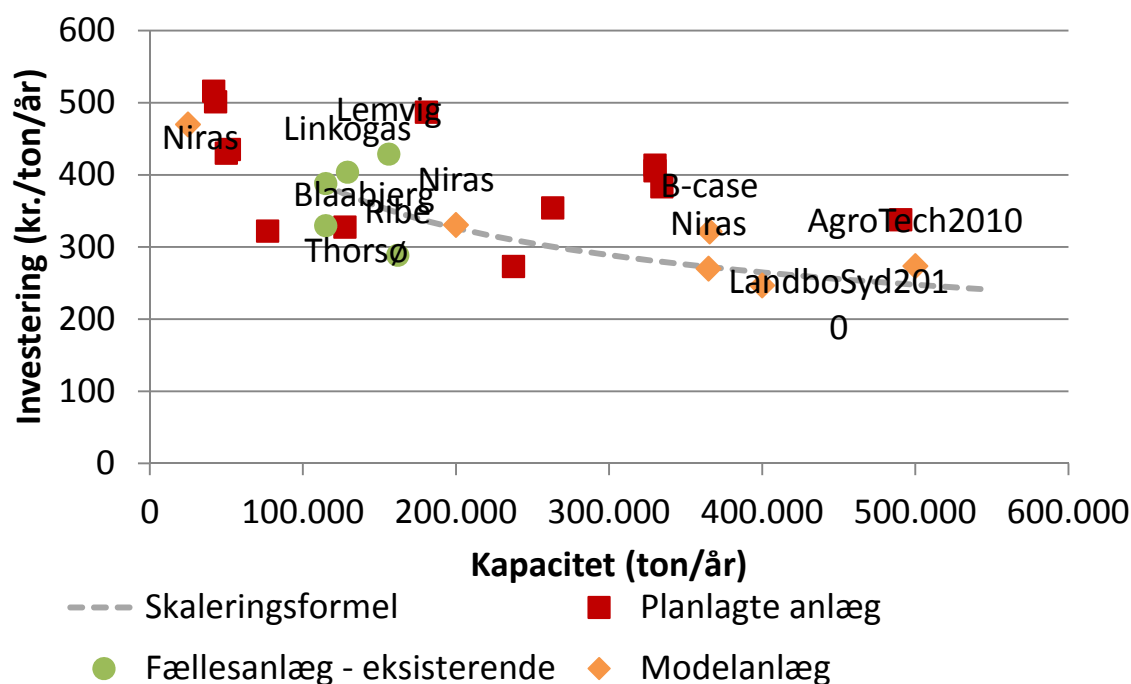
#### **4.5.2. Sammenligning af investeringsomfang og driftsomkostninger**

Formålet med dette afsnit er kort at sammenligne investeringsomfang og niveau for driftsomkostninger i denne rapport med det niveau, der er fundet i andre analyser af økonomien i biogasanlæg. I figur 4.2. fremgår det, at der er et svagt fald i investeringsomkostningerne opgjort som kr. pr. år, jo større anlæggene er for de planlagte anlæg. Det er her vigtigt at være opmærksom på forskellen mellem planlagte og modelanlæg. Det vil her være vigtigt med oplysninger om nye

realiserede anlæg, idet nogle anlæg oplever, at den faktiske investeringsomkostning er højere end planlagt.

I Case 2012 er der en anlægsinvestering på 80 mio. kr. uden transportudstyr, ledning m.m. Med en inputmængde på 255.000 tons pr. år giver det en investeringsudgift på 314 kr. pr. ton årligt input. Dette er således lidt højere end den stiplede linje i figur 4.2. Anlæg på 500 tons pr. dag har en investering på ca. 400 kr. pr. ton input, hvor der i denne rapport anvendes 360 kr. pr. ton input.

I det store anlæg, der håndterer 365.000 tons input årligt, er anlægsinvesteringen i Case 2012-analysen sat til 110 mio. kr. Dette svarer til 301 kr. pr. ton årligt input, hvilket er på niveau med niveauet i kapitel 2 og lidt højere end den stiplede linje i figur 4.2. Figur 4.2. viser dog også, at de nye planlagte anlæg synes at være dyrere end de modelanlæg, der indgår. Det kan betyde, at trendlinjen måske overfortolker de størrelsesøkonomiske fordele ved biogasanlæg, idet planlagte anlæg har større investeringer end modelanlæggene. Her vil erfaringer om de faktiske investeringer fra nye biogasanlæg i 2013 hjælpe til at fastlægge et realistisk investeringsomfang for de store anlæg.

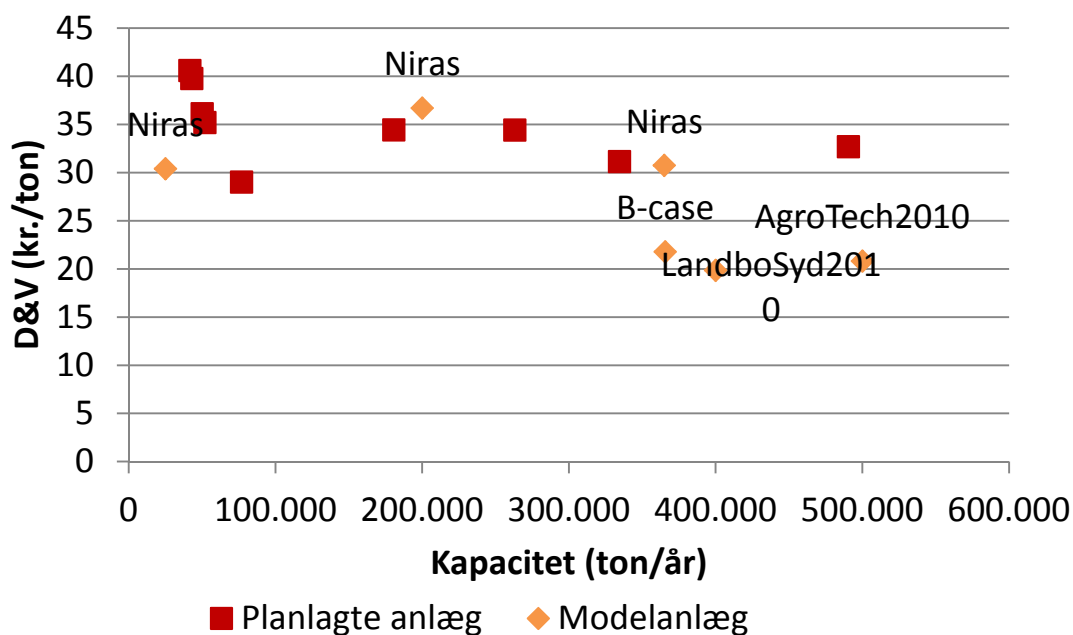


**Figur. 4.2 Investeringsomfang som funktion af kapaciteten**

Kilde: Ea Energianalyse (2013)

Note: Investeringsomfang er opgjort som anlægsinvestering

Det fremgår af figur 4.3, at de planlagte anlæg typisk er mindre og har højere driftsomkostninger end modelanlæggene. Ved indregning indgår elforbrug, vedligehold og driftsomkostninger for Case 2012 (se 4.14), og omkostningerne er ca. 26 kr. pr. ton input (ekskl. transport, men inkl. reinvesteringer i anlæg). Når det ligger lavere end anført i figur 4.3, så skyldes det, at drifts- og vedligehold er lagt i den lavere ende. Det kunne indikere, at der er en del at hente ved at sørge for at holde de løbende omkostninger nede. Såfremt de løbende omkostninger er omkring 34 kr. pr. ton input, øger det omkostningerne med 2,6 mio. kr. pr. år. mere end anslået i Case 2012. Når man ser variationen i tabel 2.1, er det tydeligt, at det er et område, hvor driftslederseffekt og organisering slår igennem på omkostningerne. Omvendt så har Case 2012 højere transport- og kapitalomkostninger, end fx Niras-analysen har.



**Figur. 4.3 Drifts- og vedligeholdsomkostninger som funktion af anlægsstørrelse**

Kilde: Ea Energianalyse (2013)

Samlet munder Ea Energianalyses vurdering ud i, at der er følgende nøgletal for hhv. små og større anlæg. Dette skal sammenlignes med resultaterne i denne rapport, hvor det mindre anlæg (183.000 tons pr. år) havde omkostninger på 4,3 kr. pr. m<sup>3</sup> metan, og det store anlæg (365.000 tons/år) havde omkostninger på ca. 3,8 kr. pr. m<sup>3</sup> metan produceret. Der opnås samlet et omkostningsniveau, der er lidt lavere end i andre analyser. Det skyldes primært, at transport- og kapitalomkostninger kan være

undervurderede. Som anført viser andre analyser typisk, at de samlede omkostninger nærmere er på 90-100 kr. pr. ton input. De størrelsesøkonomiske fordele ved store anlæg er således ikke udtalte i tabel 4.34.

**Tabel 4.34 Omkostninger ved de indsamlede anlæg**

	Mindre anlæg 100.000 tons /år	Store anlæg 400.000 tons /år
Investering, kr. pr. ton pr. år	300-500	250-350
Kapitalomk., kr. pr. ton	24-40	20-28
D&V, kr. pr. ton	20-30	20-28
Gylletransport, kr. pr. ton	10-15	20-25
Samlet, kr. pr. ton	54-85	60-81
Samlet, kr. pr. m <sup>3</sup> metan (14 m <sup>3</sup> pr. ton)	<b>3,9-6,1</b>	<b>4,3-5,8</b>
Samlet, kr. pr. m <sup>3</sup> metan (24 m <sup>3</sup> pr. ton)	<b>2,3-3,5</b>	<b>2,5-3,4</b>

Kilde: Ea Energianalyse (2013)

Note: 27,9 m<sup>3</sup> metan = 1 GJ.

Note: Med anvendelse af 14m<sup>3</sup> metan solgt pr. ton opnås en forholdsvis høj pris pr. m<sup>3</sup> metan. Det svarer stort set til 100 % husdyrgødning. I Case 2012 sælges 24 m<sup>3</sup> metan pr. ton input.

#### 4.6. Driftsøkonomisk opsummering af resultaterne

De driftsøkonomiske analyser viser, at der med de tiltag, der ligger i energiaftalen fra 2012, kan forventes et overskud ved etablering af et biogasanlæg, der producerer biogas til kraftvarmeforbrug. Den samlede investering udgør ca. 100 mio. kr. før støtte, og overskuddet efter aflønning af alle faktorer er beregnet til ca. 3 mio. kr. pr. år for et anlæg, der modtager 700 tons pr. dag. Dette forudsætter, at biogassen produceres til 4,7 kr. pr. Nm<sup>3</sup>, mens den anslåede salgspris er på 175 kr. pr. GJ 6,3 kr. pr. Nm<sup>3</sup> som gennemsnit i løbende priser fra 2012-2032.

Baseret på en række følsomhedsanalyser kan der uddrages følgende konklusioner:

Der er grundlæggende størrelsesøkonomiske fordele ved etablering af biogasanlæg. Det er primært den daglige drift (ekskl. transport) og ikke anlægsinvesteringer, der bidrager til dette.

Transportomkostningerne pr. m<sup>3</sup> metan for store anlæg kan også være lavere, men det er afhængigt af den gennemsnitlige transportafstand.

Valg af input er vigtigt, og her specielt type og tørstofindhold. En øget andel af majs øger kun overskuddet i mindre omfang. En øget andel af biomasse som fx dybstrøelse med højt gaspotentiale, hvor der ikke skal betales modtagergebyr, er klart at foretrække. Tilgængeligheden og dermed de faktiske transportomkostninger kan her være et problem, som skal analyseres nærmere. Overskuddet øges dog så meget, at der godt kan betales en merpris ud over transporten for at fremskaffe dybstrøelse til biogasanlægget.

Såfremt det kun er muligt at få husdyrgødning med lavt tørstofindhold, reducerer det overskuddet betydeligt (ca. 3 mio. kr. årligt). Det er som tidligere angivet vigtigt, at anlæggene er realistiske omkring tørstofindholdet i den gylle, de modtager. Der var således nogle af de planlagte anlæg, der havde relativt høje tørstofværdier og høj metanproduktion pr. ton input.

En kombination af gylle (93 %) og græs (7 %) øger det årlige resultat med omkring 1 mio. kr. årligt. Dog giver økologisk biogasproduktion her et mindre underskud. For at det skal kunne blive en succes, skal transportafstanden begrænses. Det er således ikke en løsning for økologer på Sjælland med det nuværende antal økologer, idet transportafstanden vil blive for stor.

En ændring af lånerenten fra 7,4 til 4,25 % reducerer omkostningerne med 2,4 mio. kr. årligt og har derfor stor betydning for rentabiliteten. Der kan altså med dette opnås en forbedring af det økonomiske resultat, som er på niveau med anlægsstøtten på 30 %. En del biogasanlæg (ca. 10-12) har fået finansiering med anvendelse af kommunekredit, men en anden overvejelse ville være, om staten giver sikring, og hvilke krav til overskud de så ville stille.

En lavere stigning i naturgasprisen svarende til en realprisstigning på 0 % betyder, at resultatet reduceres med 1 mio. kr. årligt.

Såfremt de store anlæg (1000m<sup>3</sup> pr. dag) også får en noget større gennemsnitlig transportafstand (20 km fremfor 14 km), reducerer det overskuddet med over 1 mio. kr. årligt, men det giver stadig et større overskud end hos anlægget, der modtager 700 tons pr. dag.

Optimering af den daglige drift er vigtig. I analysen her anvendes ca. 23 kr. pr. ton input til drift og vedligehold, mens der i andre analyser anvendes omkostninger på op til 35 kr. pr. ton input. Samlet giver det en forskel på ca. 3 mio. kr. årligt.

En opgradering af biogassen er under de angivne forudsætninger ikke økonomisk fordelagtig i forhold til effektiv kraftvarmeproduktion. I dette er dog ikke indregnet fx værdien af reduceret køb af CO<sub>2</sub>-kvoter, som vil påvirke beregningen. Det er fremført, at mange kraftvarmeanlæg ikke vil betale fuld naturgaspris, da deres alternativ er et andet. En reduktion af prisen til kraftvarme med 15 kr. pr. GJ eller 0,5 kr. pr. Nm<sup>3</sup> betyder, at biogasselskabet har et underskud på 0,7 mio. kr. I den situation er opgradering økonomisk fordelagtig, men overskuddet er begrænset 0,2 mio. kr. årligt. Såfremt naturgasselskabet vil betale for lavere køb af CO<sub>2</sub>-kvoter og grøn energi, kan opgradering og kraftvarme godt give samme overskud.

Det er tydeligt, at såfremt energitabet kan undgås, øger det indtjeningen med over 4 mio. kr. årligt. Endelig viser analysen, at såfremt investeringstilskuddet på 30 % genindføres, vil det øge overskuddet med over 2 mio. kr. årligt.

Samlet set viser de driftsøkonomiske analyser, at der under de fleste forhold, der indgår i følsomhedsanalysen, vil være et driftsøkonomisk overskud på 0 til 5 mio. kr. årligt. Der er således med energiaftalen givet et løft i indtjeningen på både gamle og nye biogasanlæg, og biogasproduktion vurderes som rentabelt, selvom der ikke kan opnås anlægsstøtte. Såfremt der er dårlige vilkår (lav pris, tørstofindhold m.m.), viser analysen, at biogasproduktionen giver et underskud.



## Kapitel 5. Samfundsøkonomiske analyser

De samfundsøkonomiske analyser bygger på standardanlægget beskrevet i afsnit 4.1. Det antages, at anlægget har kapacitet til at behandle 700 tons biomasse pr. dag, hvilket svarer til 255.000 tons pr. år. Biomasseinputtet består af 78 % svine- og kvæggylle, 12 % fiberfraktion fra separeret gylle og 10 % majsensilage. Analyserne beskriver de samfundsøkonomiske omkostninger ved bioafgasning og værdien af de sideeffekter, som fremkommer ved afgang af husdyrgødning. Værdierne ved bioforgasning omfatter bl.a. værdien af sparet naturgas, øget gødningsværdi og reduceret kvælstofudvaskning, mens reduceret lugtpåvirkning ikke er inddraget i analyserne. Det antages, at anlægget har en levetid på 20 år, og den samfundsøkonomiske analyse løber derfor over perioden 2012-2031. Formålet med de samfundsøkonomiske beregninger er at finde frem til CO<sub>2</sub>-skyggepriser for de forskellige varianter af biogasproduktion på basis af husdyrgødning og de øvrige former for biomasse.

### 5.1. Metodegrundlag for de samfundsøkonomiske beregninger

De samfundsøkonomiske beregninger følger anvisningerne i Energistyrelsens metodenotat vedr. samfundsøkonomiske analyser af klimapolitiske tiltag (Energistyrelsen, 2012a).

#### Den samfundsmæssige CO<sub>2</sub>-skyggepris

CO<sub>2</sub>-skyggeprisen viser omkostningerne for samfundet ved at reducere drivhusgasudledningerne med et ton CO<sub>2</sub>-ækvivalent for et givet tiltag som fx produktion af biogas på basis af husdyrgødning. Det første trin i beregningen af CO<sub>2</sub>-skyggeprisen er en opgørelse af de samfundsmæssige nettoomkostninger, dvs. omkostningerne minus den samfundsmæssige værdi af diverse sideeffekter som fx reduceret kvælstofudvaskning. CO<sub>2</sub>-skyggeprisen pr. ton CO<sub>2</sub>-ækvivalent beregnes herefter ved at dividere nettoomkostningerne med den samlede drivhusgasreduktion, der omfatter CO<sub>2</sub> såvel som metan og lattergas. Hvis CO<sub>2</sub>-skyggeprisen er negativ, betyder det, at afgang af husdyrgødning repræsenterer en win-win-situation for samfundet, hvor drivhusgasemissionerne kan reduceres med negative omkostninger. Hvis CO<sub>2</sub>-skyggeprisen er positiv, betyder det, at det er forbundet med omkostninger for samfundet at reducere drivhusgasudledningerne gennem afgang af husdyrgødning. Herefter kan man sammenligne CO<sub>2</sub>-skyggeprisen for biogas af husdyrgødning med CO<sub>2</sub>-skyggepriserne for andre

tiltag til reduktion af drivhusgasudledningerne. Biogas kan dermed indgå i en samlet samfundsmæssig vurdering af, hvordan drivhusgaspolitikken kan tilrettelægges på en omkostningseffektiv måde.

I tidligere vejledninger har den samfundsøkonomiske skyggepris for CO<sub>2</sub> været på 180-250 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>. Anvendelse af en højere nettoafgiftsfaktor og øget anvendelse af skatteforvridningstab vil nødvendigvis øge omkostningerne pr. ton CO<sub>2</sub>. Energistyrelsen (2012b) angiver, at kvoteprisen på CO<sub>2</sub> vil være 47 kr. pr. ton CO<sub>2</sub> i 2012 stigende til 245 kr. pr. ton CO<sub>2</sub> i 2031.

Ved beregning af CO<sub>2</sub>-skyggeprisen benyttes en samfundsmæssig diskonteringsrente på 4,25 % (Energistyrelsen 2012a).

### **Nettoafgiftsfaktoren og samfundsmæssige beregningspriser**

Den samfundsøkonomiske analyse indeholder både markedsomsatte goder og ikke-markedsomsatte goder. Beregningerne sker i faste priser. De driftsøkonomiske analyser er i faktorpriser uden de fleste af de afgifter, som forbrugerne betaler. Den samfundsøkonomiske analyse foregår derimod på forbrugerprisniveau inkl. afgifter. Til omregning af faktorpriserne benyttes en såkaldt nettoafgiftsfaktor, som øger faktorpriserne med 35 % (Energistyrelsen, 2012a).

### **Forvridningstab som følge af tilskud og afgiftsændringer ved produktion af biogas**

Ud over diverse produktionsomkostninger indgår der i de samfundsøkonomiske beregninger en omkostningskomponent, der omfatter forvridningseffekter i forbindelse med finansiering af tilskud (Energistyrelsen, 2012a).

Som det fremgår af opgørelsen i tabel 5.1, er biogasproduktion berettiget til diverse former for tilskud, hvilket ikke gælder for naturgas. Når biogassen anvendes i kraftvarmesektoren, finansieres tilskuddet over elprisen. Forhøjelsen af elprisen til finansiering af tilskuddet kan betragtes som en afgiftsforhøjelse. Det betyder, at tilskuddet har velfærdsøkonomiske omkostninger i form af forvridningstab. Metodebilaget (udarbejdet af Energistyrelsen) omtaler følgende forvridningskomponenter i forbindelse med en afgiftsændring (Energistyrelsen, 2012a):

- 1) *Trekantstabet*: Opstår ved, at en afgift forvrider forbrugssammensætningen i forhold til det markedsmæssige optimum. Størrelsen af trekantstabet afhænger af afgiftssatsen og varens egenpriselasticitet, dvs. forbrugets følsomhed over for prisændringer på varen.
- 2) *Arbejdsudbudsforvridning*: PSO-afgiften øger elprisen og sænker dermed alt andet lige reallønnen. Det reducerer – ifølge teorien – arbejdsudbuddet til fordel for et større forbrug af fritid. Arbejdsudbudsforvridningstabet beregnes som 20 % af afgiftsprovenuet (Energistyrelsen, 2012a) – i dette tilfælde størrelsen af PSO-tilskuddet til biogasproduktion.

Energistyrelsen anbefaler, at der ses bort fra ændringer i elforbruget som følge af stigningen i elprisen og dermed trekantstabet. Det skyldes, at efterspørgselsændringen vil være meget usikker og formentlig ikke veje tungt i den samlede omkostningsberegning og for at simplificere beregningerne.

De beregnede velfærdsøkonomiske omkostninger ved forvridning af arbejdsudbuddet fremgår af tabel 5.1. Forvridningsomkostningerne er beregnet som 20 % af det samlede nettoprovenu af tilskud, afgiftsændringer og afgiftsfritagelser beskrevet i tabel 3.2 inkl. nettoafgiftsfaktoren.

**Tabel 5.1 Arbejdsudbudsforvridningstab som følge af PSO-tilskud og afgiftsfritagelse til biogas**

	<b>Pristilskud og afgiftsfritagelser for biogas kr./GJ</b>	<b>Arbejdsudbudsforvridningstab (20 %) kr./GJ</b>
2012	104	21
2013	99	20
2014	97	19
2015	94	19
2016	91	18
2017	87	17
2018	83	17
2019	79	16
2020	75	15
2021	73	15
2022	70	14
2023	68	14
2024	65	13
2025	64	13
2026	64	13
2027	64	13
2028	63	13
2029	63	13
2030	63	13
2031	63	13

Kilde: Egne beregninger

Note: Investeringsstilskuddet indgår ikke i denne analyse.

## 5.2. Omkostninger, sideeffekter og reduktion af drivhusgasemissioner

For de samfundsøkonomiske investerings- og driftsomkostninger relateret til biogasproduktion gælder de samme værdier og forudsætninger som i den driftsøkonomiske analyse beskrevet i afsnit 4.2.2. Dog indarbejdes prisen på køb af biomasse med højt gaspotentiale som en omkostning i stedet for en tabt indtægt, og endvidere øges alle værdierne med nettoafgiftsfaktoren på 35 %.

**Tabel 5.2      Årlige samfundsøkonomiske omkostninger ved biogasproduktion**

<b>Omkostninger</b>	<b>Omkostninger mio. kr. pr. år</b>	<b>Omkostninger pr. ton input</b>	<b>Omkostninger pr. m<sup>3</sup> biogas</b>	<b>Omkostninger pr. m<sup>3</sup> metan</b>
Elforbrug	1,6	6,3	0,1	0,2
Investeringer	9,6	37,4	0,8	1,2
Anlægsreinvesteringer	0,4	1,6	0,0	0,1
Vedligeholdelse	1,8	7,1	0,1	0,2
Gylletransportsomkostninger	5,5	21,6	0,4	0,7
Transport af fast biomasse	2,7	10,4	0,2	0,3
Transportreinvesteringer	0,5	2,0	0,0	0,1
Driftsomkostninger	3,1	12,2	0,3	0,4
Køb af biomasse	14,3	56,0	1,1	1,8
<b>Samlet</b>	<b>39,5</b>	<b>154,6</b>	<b>3,0</b>	<b>5,0</b>

Kilde: Egne beregninger.

Som det fremgår af tabel 5.2, vil der være samlede årlige omkostninger forbundet med biogasproduktion i omegnen af 40 mio. kr. Køb af biomasse med højt tørstofindhold (majsensilage og fiberfraktion af separeret gylle) udgør den største årlige omkostning forbundet med produktionen af biogas. Andre store udgifter er de årlige omkostninger forbundet med anlægsinvesteringen samt udgifter til transport af gylle og anden biomasse.

Herefter præsenteres den samfundsøkonomiske værdi af biogasgenererede indtægter i tabel 5.3.

Det første punkt repræsenterer værdien af biomassens øgede gødningsevne, som opstår, når biomassen afgasses. Dette giver en samfundsøkonomisk gevinst på 1,7 mio. kr. årligt.

Det andet punkt er værdien af sparet naturgas. Denne værdi er afhængig af naturgasprisen og øges derfor med den forventede stigning i realprisen på naturgas over anlæggets levetid, jf. tabel 3.2. Som det fremgår af tabel 5.3, er den samfundsøkonomiske gevinst ved sparet naturgas 19,6 mio. kr. årligt fordelt over anlæggets 20-årige levetid, og den samlede værdi af de samfundsøkonomiske indtægter er på 21,4 mio. kr. årligt.

**Tabel 5.3 Samfundsøkonomisk værdi af biogasgenererede indtægter**

	Mio. kr. pr. år	Kr. pr. ton input	Kr. pr. m <sup>3</sup> biogas	Kr. pr. m <sup>3</sup> metan
Øget gødningsværdi	1,7	6,8	0,1	0,2
Værdien af sparet naturgas	19,6	<b>76,8</b>	<b>1,6</b>	<b>2,6</b>
<b>Samlet værdi af indtægter</b>	<b>21,4</b>	<b>83,6</b>	<b>1,8</b>	<b>2,9</b>

Kilde: Egne beregninger og Dubgaard (2013)

Tabel 5.4 viser de samfundsmæssige omkostninger forbundet med de forvridningstab, som opstår ved støtte til den danske biogasproduktion. Det først punkt i tabellen er afgiftsændring- og fritagelser, som medfører et samfundsøkonomisk tab på knap 2,1 mio. kr. årligt. Endvidere er biogasproduktionen også modtager af et PSO-finansieret tilskud, som resulterer i en samfundsøkonomisk forvridningsomkostning på 2,9 mio. kr. årligt. Det samlede samfundsøkonomiske tab af de biogasgenererede forvridningseffekter er estimeret til 5 mio. kr. årligt gennem hele anlæggets levetid.

**Tabel 5.4 Samfundsøkonomisk værdi af biogasgenererede forvridningstab**

	Kr. pr. år	Kr. pr. ton input	Kr. pr. m <sup>3</sup> biogas	Kr. pr. m <sup>3</sup> metan
Afgiftsændringer og -fritagelser	2,1	8,2	0,2	0,3
PSO-tilskud	2,9	11,3	0,2	0,4
<b>Samlet værdi af forvridningstab</b>	<b>5,0</b>	<b>19,5</b>	<b>0,4</b>	<b>0,7</b>

Kilde: Egne beregninger og Dubgaard (2013)

Tabel 5.5 viser værdien af de samfundsøkonomiske sideeffekter forbundet med biogasproduktion. Afgasning af gylle antages at medføre reduceret kvælstofudvaskning. Effekten i form af reduceret udvaskning fra rodzonen udgør 0,11 kg N pr. ton gylle (Olesen et al., 2013). Mindre kvælstofudledning repræsenterer en samfundsmæssig gevinst gennem reduktion af negative eksternaliteter. Den budgetmæssige værdi af reduceret kvælstofudvaskning er opgjort til 40 kr. pr. kg N (svarende til 54 kr. pr. kg N i samfundsøkonomisk gevinst). Ved en reduktion i udvaskningen på 0,11 kg N pr. ton gylle betyder det en sidegevinst på 3,1 kr. pr. ton bagvedliggende afgasset gylle. Årligt opnås der derved en samfundsøkonomisk gevinst på 2,8 mio. kr. som følge af reduceret kvælstofudledning. Ved en øget skyggepris for N som anvendt i Dubgaard et al. (2013) øges den samfundsmæssige værdi.

Foruden gevinsten ved reduceret kvælstofudledning er der også en sideeffekt med negativ samfundsøkonomisk påvirkning. Ved skift fra naturgas til biogas øges udledningen af NO<sub>x</sub>, hvilket medfører et samfundsøkonomisk tab til en værdi af 0,5 mio. kr. pr. år.

**Tabel 5.5 Samfundsøkonomisk værdi af biogasgenererede sideeffekter**

	Mio. kr. pr. år	Kr. pr. ton input	Kr. pr. m <sup>3</sup> biogas	Kr. pr. m <sup>3</sup> metan
Gevinst,				
kvælstofudvaskningsreduk.	2,8	11,0	0,2	0,3
Skadesomk. ved øget NO <sub>x</sub> -udslip	0,5	2,1	0,0	0,1
<b>Samlet værdi af sideeffekter</b>	<b>2,3</b>	<b>9,0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,3</b>

Kilde: Egne beregninger og Dubgaard (2013).

Der er i tidligere analyser inkluderet en værdi af reduceret lugtpåvirkning. I denne rapport er tilgangen, at værdisætning kræver, at der er et nationalt mål, og at de virkemidler, der indgår, giver en ide om, hvad samfundet vil betale for at reducere dette. Da der ikke er et nationalt mål i relation til lugt, er der ikke beregnet nogen skyggepris. I tidligere analyser (Nielsen et al., 2002) er meromkostningen til nedfældning brugt som et estimat for gevinsten ved en lavere lugtpåvirkning. Denne gevinst ville i dag ligge på ca. 5 kr. pr. ton, men ville ikke omfatte den fulde mængde, da der i dag i udgangssituationen er et krav om nedfældning på sorte marker. Gevinsten ville således være

noget lavere end ca. 1 mio. kr., hvis alle 200.000 tons gylle indgik i beregningen. En eventuel negativ effekt af lugtpåvirkning fra biogasanlæg indgår heller ikke.

Et andet aspekt er beskæftigelsen direkte knyttet til opførelse og drift af biogasanlæg. Landbrug & Fødevarer har således anslået, at en opfyldelse af målet om 50 % udnyttelse af husdyrgødning i biogasanlæg vil betyde over 1.000 arbejdspladser i relation til anlægsinvesteringerne og op til 1.000 arbejdspladser i relation til den løbende drift. Dette aspekt er ikke indregnet i denne analyse jf. nedenstående.

Af andre afledte effekter kan nævnes indirekte fordele for den animalske produktion, hvor miljøbelastningen reduceres gennem muligheden for at få afgasset gyllen. Hvis miljøbelastningen skulle reduceres tilsvarende gennem andre tiltag, kunne det medføre en reduktion i husdyrproduktionens størrelse. Mindre husdyrproduktion ville betyde tab af arbejdspladser i landbrugets primærsektor og tilknyttede sektorer. De foreliggende økonomiske analyser af biogasproduktionen inddrager ikke dette aspekt. Analyserne bygger på den generelle antagelse, at der (på sigt) vil være alternative beskæftigelsesmuligheder for arbejdskraft, som frigøres i fx landbruget og dets følgeerhverv. Denne tilgang er i overensstemmelse med Finansministeriets vejledning for samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger (Finansministeriet, 1999). I den nuværende lavkonjunktur er mulighederne for at øge beskæftigelsen i andre sektorer dog begrænset – i det mindste på kort sigt. Det gælder specielt i udkantsområder, hvor landbrugsproduktion ofte har relativt stor betydning for beskæftigelsen. Der kan således argumenteres for, at beskæftigelseseffekter bør indgå i en samfundsøkonomisk vurdering af biogasproduktionen. På den anden side er det vanskeligt at estimere nettoeffekten på beskæftigelsen, da det samlede aktivitets- og beskæftigelsesniveau i økonomien reguleres gennem makroøkonomiske tiltag (op. cit.). Den nuværende beskæftigelsessituation kan derfor ikke projekteres vilkårligt ud i fremtiden.

Tabel 5.6 viser de drivhusgasreduktioner, som relateres til afgang af biomasse. Hver type af biomasse genererer forskellige størrelser drivhusgasreduktioner. Den første type drivhusgasudledning, som reduceres, er CO<sub>2</sub> i forbindelse med substitutionen af naturgas. Ved afgang af gylle reduceres yderligere emissionerne af lattergas og metan som vist i tabellen. Derimod mindskes kulstoflagringen i jorden (i beskedent omfang) ved afgang af gylle, hvilket tæller negativt i drivhusgasreduktionsregnskabet. Et andet aspekt er, hvilke typer energi



bionaturgassen erstatter. CO<sub>2</sub>-gevinsten vil således være noget højere, hvis det er kul, der erstattes fremfor naturgas.

**Tabel 5.6 Reduktion af drivhusgasemissioner**

	Substitution af naturgas	Reduktion af lattergas	Reduktion af metan	Kulstoflagring i jorden	Samlet CO <sub>2</sub> reduktioner
Biomasse	kg CO <sub>2</sub> -ækv./ton input				
Kvæggylle	19,0	12,8	1,9	-1,4	32,3
Svinegylle	18,7	11,2	13,2	-1,4	41,7
Fiberfraktion, kvæg	165,7	39,1	13,3	-12,2	205,8
Fiberfraktion, svin	171,3	35,9	96,7	-12,8	291,1
Majsensilage	184,3	0,0	-60,2	0,0	124,0
Enggræs	469,0	0,0	-154,6	0,0	313,9
Kløvergræs	149,1	-23	-48,9	0,0	76,8

Kilde: Egne beregninger, Olesen et al. (2012)

Note: effekt af dybstrøelse som fiberfraktionen

Biogas produceret på majsensilage har et højt drivhusgasreduktionspotentiale ved substitution af naturgas, hvorimod der ikke reduceres på lattergasudledningen. Der udledes metan i forbindelse med afgangningen af majsensilage i forbindelse med metanlækager svarende til 1,5 % af den samlede metanproduktion (Olesen et al., 2013). Som det fremgår af tabel 5.6, indebærer biogasproduktion baseret på fiberfraktionen fra svinegylle den største reduktion i drivhusgasser med 291,1 kg. CO<sub>2</sub>-ækv. pr. ton biomasse.

Tabel 5.7 viser de samlede drivhusgasreduktioner forbundet med den givne biogasproduktion for standardanlægget med et biomasseinput på 255.500 tons pr. år. De samlede drivhusgasreduktioner udgør 18.500 tons CO<sub>2</sub> årligt.

Tabel 5.8 præsenterer resultaterne af den samfundsøkonomiske analyse. Her beregnes den samfundsmæssige CO<sub>2</sub>-skyggepris som ovenfor beskrevet ved at sammenholde de samfundsøkonomiske nettoomkostninger med den samlede drivhusgasreduktion – for begge deles

vedkommende diskonteret til nutidsværdi (Energistyrelse, 2012a). Som det fremgår af tabellen, er den samfundsmæssige CO<sub>2</sub>-skyggepris beregnet til 1.128 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>-ækv. Om dette kan betragtes som højt eller lavt, afhænger af de samfundsmæssige omkostninger ved andre tiltag til reduktion af drivhusgasser. Det ligger uden for dette projekts rammer at foretage en sådan sammenligning, men det vil ske i relation til den klimaaf tale, der forventes fremlagt senere i 2013.

**Tabel 5.7 Reduktion af drivhusgasemissioner**

	Inputmængde	Samlet CO <sub>2</sub> -reduktioner	Samlet CO <sub>2</sub> -reduktioner
	tons/år	kg CO <sub>2</sub> -ækv./ton input	Tons CO <sub>2</sub> -ækv.
Biomasse			
Kvæggylle	86.553	32,3	2.796
Svinegylle	112.737	41,7	4.701
Fiberfraktion, kvæg	13.316	205,8	2.740
Fiberfraktion, svin	17.344	291,1	5.048
Majsensilage	25.550	124,0	3.169
<b>Subtotal</b>	<b>255.500</b>	<b>72,2</b>	<b>18.454</b>

Kilde: Egne beregninger, Dubgaard et al. (2013)

**Tabel 5.8 Resultater – Biogasanlæg – 700 ton/dag**

	Mio. kr. pr. år	Kr. pr. ton input	Kr. pr. m <sup>3</sup> biogas	Kr. pr. m <sup>3</sup> metan
Samlede omkostninger	39,5	154,6	3,0	5,0
Samlet værdi af indtægter	21,4	83,6	1,8	2,9
Samlet værdi af forvridningstab	5,0	19,5	0,4	0,7
Samlet værdi af sideeffekter	2,3	9,0	0,2	0,3
Nettoomkostning (NPV 20 år)	20,8	81,5	1,7	2,8
Drivhusgasreduktion, ton CO <sub>2</sub> -ækv.	18,4	0,1	0,0	0,0
<b>CO<sub>2</sub>-skyggepris (kr. pr. ton CO<sub>2</sub>-ækv.)</b>				<b>1.128</b>

Kilde: Egne beregninger

### 5.3. Samfundsøkonomiske følsomhedsanalyser

Dette afsnit indeholder en række følsomhedsanalyser, som beskriver effekterne af ændringer i de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger. Følsomhedsanalyserne præsenteres som forskellige scenarier med standardforudsætningerne benyttet ovenfor som referencemodellen. De samfundsøkonomiske følsomhedsanalyser er bygget op på samme måde som de driftsøkonomiske i tabel 4.16.

Standardscenariet (i tabel 5.8) sammenholdt med scenarie 1 og 2 i tabel 5.9 viser effekten af forskellige anlægsstørrelser og dets betydning for CO<sub>2</sub>-skyggeprisen. Ved et mindre anlæg mindskes den gennemsnitlige afstand til biomasseproducenterne, hvorimod den stiger ved større anlæg. Samtidig er der stordriftsfordele i biogasproduktionen. Det ses, at CO<sub>2</sub>-skyggeprisen mindskes, des større anlægget bliver. Det vil sige, at selvom omkostningerne til transport stiger pr. ton biomasse ved et større anlæg, så opvejes det af gevinsterne forbundet med stordriftsfordele i biogasproduktionen.

**Tabel 5.9    Scenarie 1 & 2 – Anlægsstørrelse**

(NPV 20 år)	Samf. omk. (mio. kr./år)	Samf. omk. (kr./ton input)	Samf. omk. (kr./m <sup>3</sup> metan)	CO <sub>2</sub> reduktioner (tons/år)	CO <sub>2</sub> - skyggeprisen (kr./ton CO <sub>2</sub> - ækv.)
500 ton pr. dag	17.3	94,7	3,3	13.182	1.311
700 ton pr. dag	20.8	81,5	2,8	18.455	1.128
1000 ton pr. dag	27.2	74,6	2,6	26.364	1.032

Kilde: Egne beregninger

Scenarie 12, tabel 5.10 illustrerer effekten af et stort anlæg. Dog øges afstanden til biomasseproducenterne denne gang fra 15 km i scenarie 2 til 20 km i scenarie 12. Denne øgede transportafstand gør biogasproduktionen mindre fordelagtig end i scenarie 2, dog er den stadig mere fordelagtig end standardscenariet.

**Tabel 5.10 Scenarie 2 & 12 – Anlægsstørrelse og afstand**

<b>Samlet overskud (NPV 20 år)</b>	<b>Samf. omk. (mio. kr./år)</b>	<b>Samf. omk. (kr./ton)</b>	<b>Samf. omk. (kr./ m<sup>3</sup> metan)</b>	<b>CO<sub>2</sub> reduktioner (tons/år)</b>	<b>CO<sub>2</sub>- skyggeprisen (kr./ton CO<sub>2</sub>- ækv.)</b>
700 ton pr. dag 14 km	20.8	81,5	2,8	18.455	1.128
1000 ton pr. dag 15 km	27.2	74,6	2,6	26.364	1.032
1000 ton pr. dag, 20 km	28.2	77,2	2,7	26.364	1.069

Kilde: Egne beregninger

Scenarie 3, 4 og 5 sammenholdt med standardscenariet viser effekten af ændret biomassesammensætning. I forhold til standardscenariet er omkostningerne noget højere ved øget tilsætning af majs og græs. Dertil kommer, at både majs, enggræs og kløvergræs har en negativ effekt på metanemissionen, ligesom der ikke sker nogen reduktion af lattergas (se tabel 5.6).

Driftsøkonomisk kan det godt være en fordel at anvende majs på trods af de højere priser på biomasse, da gasudbyttet er højere for majsensilage end for fiberfraktion. Her spiller det en afgørende rolle, at der gives betydelige tilskud til produktionen af biogas. Disse tilskud indgår ikke i værdien af biogas i de samfundsøkonomiske analyser. Derfor er det højere energiudbytte ikke tilstrækkeligt til at opveje de ekstra samfundsøkonomiske omkostninger i form af øget forvridningstab og øgede omkostninger til køb af biomasse. Den nuværende støtteordning giver således ikke incitament til en samfundsøkonomisk optimal sammensætning af biomasseinputtet i biogasproduktionen.

Biomasseinputtet i scenarie 4 består derimod af 80 % ubehandlet gylle og 20 % majsensilage, hvilket genererer en CO<sub>2</sub>-skyggepris på 1.979 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>-ækv., hvilket er en stigning på over 800 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>-ækv. i forhold til standardscenariet. Ved denne analyse ses det tydeligt, at andelen af majsensilage i biogasproduktionen har stor betydning for størrelsen på CO<sub>2</sub>-skyggeprisen. Ved høj andel af majsensilage stiger CO<sub>2</sub>-skyggeprisen, hvorimod CO<sub>2</sub>-skyggeprisen falder ved lavere andel af majsensilage.

I scenarie 5 anvendes udelukkende enggræs (fra naturpleje) til at hæve tørstofandelen i den ubehandlede gylle. Tørstofandelen i enggræs er så høj, at det kun er muligt at tilsætte 7 %, da den samlede tørstofandel i biomasse ellers ville overstige de 11,5 %, som er grænsen for, om massen er pumpbar. Ved tilsætning af 7 % enggræs øges CO<sub>2</sub>-skyggeprisen med 1.000 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>-ækv. Denne stigning skyldes især mindre CO<sub>2</sub>-reduktion, da græsset fortrænger fiberfraktion fra gylle, som har et højere CO<sub>2</sub>-reduktionspotentiale pr. ton tørstof.

Set fra et samfundsøkonomisk synspunkt er biogas baseret på dybstrøelse en fordel. Grundet de lavere omkostninger samt større CO<sub>2</sub>-reduktioner end i Case 2012, opnås der nu en CO<sub>2</sub>-reduktionsomkostning på 414 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>-ækv. Dette skal ses i forhold til Case 2012, som havde en CO<sub>2</sub>-reduktionsomkostning på 1.128 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>-ækv. Det store fald i de marginale CO<sub>2</sub>-reduktionsomkostninger skyldes, at omkostningerne er faldet, samt at CO<sub>2</sub>-reduktionerne er steget væsentligt.

**Tabel 5.11      Scenarie 3, 4 & 5 – Biomassesammensætning**

<b>Samlet overskud (NPV 20 år)</b>	<b>Samf. omk. (mio. kr./år)</b>	<b>Samf. omk. (kr./ton)</b>	<b>Samf. omk. (kr./ m<sup>3</sup> metan)</b>	<b>CO<sub>2</sub> reduktioner (tons/år)</b>	<b>CO<sub>2</sub>- skyggeprisen (kr./ton CO<sub>2</sub>- ækv.)</b>
Gylle (78 %), fiber (12 %) og majs (10 %)	20.8	81,5	2,8	18.455	1.128
Gylle (80 %) og majs (20 %)	28.2	110,3	3,3	14.247	1.979
Gylle (93 %) og græs (7 %)	20.7	80,9	4,2	8.938	2.313
Gylle (77 %) og dybstrøelse (23 %)	9.1	35,6	1,3	7.401	<b>414</b>

Kilde: Egne beregninger

Scenarie 6 og 7 er gennemført for at undersøge effekten af en ændring i diskonteringsrenten. Som det fremgår, vil en lavere diskonteringsrente medføre en lavere CO<sub>2</sub>-skyggepris, da den lave diskonteringsrente giver fremtidige indtægter og udgifter større værdi. Da der er betydelige udgifter

i startåret i form af anlægsinvesteringer, vil en lavere diskonteringsrente give de fremtidige indtægter relativt større vægt og dermed reducere CO<sub>2</sub>-skyggeprisen. Omvendt vil en højere diskonteringsrente give fremtidige indtægter mindre vægt og dermed øge CO<sub>2</sub>-skyggeprisen. Ved en diskonteringsrente på 2 % falder CO<sub>2</sub>-skyggeprisen med ca. 100 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>-ækv. i forhold til standardscenariet med 4,25 % diskonteringsrente. En stigning i diskonteringsrenten til 6 % vil medføre en stigning i CO<sub>2</sub>-skyggeprisen på 100 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>-ækv. i forhold til standardscenariet.

**Tabel 5.12 Scenarie 6 & 7 – Diskonteringsrente**

Samlet overskud (NPV 20 år)	Samf. omk. (mio. kr./år)	Samf. omk. (kr./ton)	Samf. omk. (kr./ m <sup>3</sup> metan)	CO <sub>2</sub> reduktioner (tons/år)	CO <sub>2</sub> - skyggeprisen (kr./ton CO <sub>2</sub> - ækv.)
<b>Diskonteringsrente:</b>					
2 %	19,0	74,2	2,6	18.455	1.027
4,25 %	20,8	81,5	2,8	18.455	1.128
6 %	22,3	87,4	3,0	18.455	1.210

Kilde: Egne beregninger

Scenarie 8 i tabel 5.13 antager, at der ikke sker en stigning i realprisen på naturgas, mens det i standardscenariet forudsættes, at realprisen på naturgas udviser en stigning i perioden 2012-2031 fra 63,1 til 73,4 kr. pr. GJ an værk (Energistyrelsens brændselspriser). Hvis realprisen på naturgas fastholdes på uændret niveau, vil det mindske den samfundsøkonomiske værdi af at substituere naturgas med biogas.

**Tabel 5.13    Scenarie 8 – realprisudvikling på naturgas**

<b>Samlet overskud (NPV 20 år)</b>	<b>Samf. omk. (mio. kr./år)</b>	<b>Samf. omk. (kr./ton)</b>	<b>Samf. omk. (kr./ m<sup>3</sup> metan)</b>	<b>CO<sub>2</sub> reduktioner (tons/år)</b>	<b>CO<sub>2</sub>- skyggeprisen (kr./ton CO<sub>2</sub>- ækv.)</b>
Ingen realprisstigning på naturgas	21,9	85,6	2,9	18.455	1.185
Standardforudsætning om realprisstigning	20,8	81,5	2,8	18.455	1.128

Kilde: Egne beregninger

Scenarie 9, 10 og 11 omhandler ændringer i prisen på fiberfraktion og prisen på majsensilage. Dette er vigtige determinanter, da fiberfraktionen og majsensilagen er de biomassetyper, som genererer størstedelen af biogassen. I scenarie 9 i tabel 5.14 nulstilles prisen på fiberfraktion for at afspejle et scenarie, hvor landmandens gevinst ved at separere gyllen opvejer omkostningerne fuldt ud. Dette fald i omkostningerne til fiberfraktion reducerer CO<sub>2</sub>-skyggeprisen med 200 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>-ækv. i forhold til standardscenariet. Scenarie 10 i tabel 5.14 viser effekten af en halvering af prisen på fiberfraktionen, hvor CO<sub>2</sub>-skyggeprisen falder med omkring 100 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>-ækv.

**Tabel 5.14    Scenarie 9 & 10 – Separationsomkostninger**

<b>Samlet overskud (NPV 20 år)</b>	<b>Samf. omk. (mio. kr./år)</b>	<b>Samf. omk. (kr./ton)</b>	<b>Samf. omk. (kr./ m<sup>3</sup> metan)</b>	<b>CO<sub>2</sub> reduktioner (tons/år)</b>	<b>CO<sub>2</sub>- skyggeprisen (kr./ton CO<sub>2</sub>- ækv.)</b>
Fiberfraktionspris 0 kr./ton	17,1	67,0	2,3	18.455	927
Fiberfraktionspris 5 kr./ton	19,0	74,2	2,6	18.455	1.028
Fiberfraktionspris 10 kr./ton	20,8	81,5	2,8	18.455	1.128

Kilde: Egne beregninger

Scenarie 11 i tabel 5.15 anvender en pris på majsensilage, som svarer til 2/3 af standardscenariets. Denne ændring medfører et fald i omkostningerne til biogasproduktionen, og CO<sub>2</sub>-skyggeprisen kommer ned på 928 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>-ækv. i forhold til standardscenariets CO<sub>2</sub>-skyggepris på 1.128 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>-ækv. Det er naturligt, at prisen på majs bliver højere ved en højere kornpris, men det er der ikke regnet nærmere på her.

**Tabel 5.15 Scenarie 11 – Pris på majsensilage**

<b>Samlet overskud (NPV 20 år)</b>	<b>Samf. omk. (mio. kr./år)</b>	<b>Samf. omk. (kr./ton)</b>	<b>Samf. omk. (kr./ m<sup>3</sup> metan)</b>	<b>CO<sub>2</sub> reduktioner (tons/år)</b>	<b>CO<sub>2</sub>- skyggeprisen (kr./ton CO<sub>2</sub>- ækv.)</b>
Majsensilage 200 kr./ton	17,1	67,0	2,3	18.455	928
Majsensilage 307 kr./ton	20.8	81,5	2,8	18.455	1.128

Kilde: Egne beregninger

I scenarie 13 og 14 analyseres effekten af forskellige afsætningsstrategier for den producerede biogas. Standardscenariet antager, at der optræder et energitab på 10 % af biogasproduktionen ved salg til kraftvarmeværker (KV), da efterspørgslen efter varme falder betydeligt om sommeren, og en del af den biogasgenererede varme derfor går til spilde. Scenarie 14 antager, at varmeproduktionen på kraftvarmeværkerne kan udnyttes fuldt ud. Som det fremgår af tabel 5.16, vil dette reducere CO<sub>2</sub>-skyggeprisen med knap 100 kr. fra 1.128 til 1.033 pr. CO<sub>2</sub>-ækv.

En løsning på sæsonenergitabet kunne være at afsætte biogassen via naturgasnettet (NG). Dette er illustreret i scenarie 13, hvor biogassen opgraderes til naturgaskvalitet. Ulempen ved denne metode er, at opgraderingen er omkostningskrævende. Tabel 5.16 viser, at CO<sub>2</sub>-skyggeprisen stiger til 1.696 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>-ækv. i opgraderingsalternativet. Denne løsning er således væsentligt mindre fordelagtig end at acceptere tabet på 10 % af den producerede energi i standardscenariet. Salg via naturgasnettet giver mulighed for at frigøre CO<sub>2</sub>-kvoter ved fortrængning af naturgas i kraftvarmesektoren. For tiden er CO<sub>2</sub>-kvoteprisen dog så lav, at den ikke har større betydning for CO<sub>2</sub>-skyggeprisen på opgraderet biogas.



**Tabel 5.16    Scenarie 13 & 14 – Aftager af energiproduktion**

<b>Samlet overskud (NPV 20 år)</b>	<b>Samf. omk. (mio. kr./år)</b>	<b>Samf. omk. (kr./ton)</b>	<b>Samf. omk. (kr./ m<sup>3</sup> metan)</b>	<b>CO<sub>2</sub> reduktioner (tons/år)</b>	<b>CO<sub>2</sub>- skyggeprisen (kr./ton CO<sub>2</sub>- ækv.)</b>
Salg til NG med 4 % energitab	31,3	122,5	4,2	18.455	<b>1.696</b>
Salg til KV med 0 % energitab	19,1	74,6	2,6	18.455	1.033
Salg til KV med 10 % energitab	20,8	81,5	2,8	18.455	1.128

Kilde: Egne beregninger

Scenarie 17 viser de samfundsøkonomiske konsekvenser af, at investeringstilskuddet indgår i beregningerne. Investeringstilskuddet indgår ikke i standardscenariet. Tabel 5.17 viser, at CO<sub>2</sub>-skyggeprisen kun stiger med ca. 30 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>-ækv. ved medregning af investeringsstøtten. Det skyldes, at medregning af tilskuddet medfører samfundsmæssige omkostninger som følge af det forvriddningstab, som opstår ved skattefinansiering af tilskuddet.

**Tabel 5.17    Scenarie 15 – Investeringsstøtte**

<b>Samlet overskud (NPV 20 år)</b>	<b>Samf. omk. (mio. kr./år)</b>	<b>Samf. omk. (kr./ton)</b>	<b>Samf. omk. (kr./ m<sup>3</sup> metan)</b>	<b>CO<sub>2</sub> reduktioner (1000 tons/år)</b>	<b>CO<sub>2</sub>- skyggeprisen (kr./ton CO<sub>2</sub>- ækv.)</b>
Med 30 % invest.tilskud	21,3	83,4	2,9	18.455	1.154
Uden invest.tilskud	20,8	81,5	2,8	18.455	1.128

Kilde: Egne beregninger

Tabel 5.18 viser effekterne af hhv. lavere tørstofindhold og højere tørstofindhold i inputtet af gylle. Som det fremgår af tabellen, har tørstofindholdet ikke afgørende betydning for CO<sub>2</sub>-skyggeprisen.

De lave værdier hæver CO<sub>2</sub>-skyggeprisen med 56 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>-ækv., mens de høje tørstofprocenter mindsker CO<sub>2</sub>-skyggeprisen med 34 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>-ækv.

**Tabel 5.18      Scenarie 16 – Tørstofindhold i gylle**

<b>Samlet overskud (NPV 20 år)</b>	<b>Samf. omk. (mio. kr./år)</b>	<b>Samf. omk. (kr./ton)</b>	<b>Samf. omk. (kr./ m<sup>3</sup> metan)</b>	<b>CO<sub>2</sub> reduktioner (1000 tons/år)</b>	<b>CO<sub>2</sub>- skyggeprisen (kr./ton CO<sub>2</sub>- ækv.)</b>
Worst-case scenario <sup>1</sup>	21,8	85,4	3,1	18.433	1.184
Standardscenariet	20,8	81,5	2,8	18.455	1.128
Best-case scenario <sup>2</sup>	20,0	78,4	2,6	18.301	1.094

Kilde: Egne beregninger

Note: Da CO<sub>2</sub>-reduktionen er opgjort pr. ton gylle og ikke ud fra tørstofindhold, undervurderes forskellen mellem best-case scenario og worst-case scenario. Såfremt CO<sub>2</sub>-reduktionen følger ændringen i metanproduktionen vil CO<sub>2</sub>-reduktionen være hhv. 18.754 tons CO<sub>2</sub> ækv. for best-case scenario og 17.857 tons CO<sub>2</sub> i worst-case scenario, hvilket betyder at CO<sub>2</sub>-omkostningerne bliver hhv. 1.082 og 1.222 kr. pr. ton CO<sub>2</sub> ækv.

<sup>1</sup> Kvæggylle 6 %, svinegylle 4 %.

<sup>2</sup> Kvæggylle 8 %, svinegylle 6 %.

Tabel 5.20 illustrerer de samfundsøkonomiske resultater for et gårdbiogasanlæg med en kapacitet på 100 tons pr. dag, og en biomassesammensætning tilsvarende Case 2012. I sammenligning med Case 2012 for fælles biogasanlæg har gårdbiogasanlæg en højere marginal CO<sub>2</sub>-reduktionsomkostning. Dette betyder, at det fra et samfundsøkonomisk perspektiv er en smule dyrere at reducere CO<sub>2</sub>-emissioner ved brug af gårdbiogasanlæg i forhold til fællesbiogasanlæg.

**Tabel 5.19 Samfundsøkonomiske resultater – Gårdbiogasanlæg – 100 ton/dag**

<b>Samlet overskud (NPV 20 år)</b>	<b>Samf. omk. (mio. kr./år)</b>	<b>Samf. omk. (kr./ton)</b>	<b>Samf. omk. (kr./ m<sup>3</sup> metan)</b>	<b>CO<sub>2</sub> reduktioner (1000 tons/år)</b>	<b>CO<sub>2</sub>- skyggeprisen (kr./ton CO<sub>2</sub>- ækv.)</b>
Case 2012	20,8	81,5	2,8	18.455	1.128
Gårdanlæg	3,0	82,3	2,8	2.636	<b>1.140</b>

Kilde: Egne beregninger

Tabel 5.21 illustrerer de samfundsøkonomiske resultater for et økologisk biogasanlæg med en kapacitet på 700 tons pr. dag. I sammenligning med Case 2012-anlægget har det økologiske anlæg en højere marginal CO<sub>2</sub>-reduktionsomkostning. Dette betyder, at det, fra et samfundsøkonomisk perspektiv, er noget dyrere at reducere CO<sub>2</sub>-emissioner ved brug af økologisk biomasse i forhold til brug af konventionel biomasse.

**Tabel 5.20 Samfundsøkonomiske resultater – Gårdbiogasanlæg – 700 ton/dag**

<b>Samlet overskud (NPV 20 år)</b>	<b>Samf. omk. (1000 kr./år)</b>	<b>Samf. omk. (kr./ton)</b>	<b>Samf. omk. (kr./ m<sup>3</sup> metan)</b>	<b>CO<sub>2</sub> reduktioner (1000 tons/år)</b>	<b>CO<sub>2</sub>- skyggeprisen (kr./ton CO<sub>2</sub>- ækv.)</b>
Case 2012	20,8	81,5	2,8	18.455	1.128
Økologisk anlæg	35,4	138,5	4,0	11.845	2.988

Kilde: Egne beregninger

Konklusionen på følsomhedsanalyserne er, at det samfundsøkonomisk mest fordelagtige af de undersøgte scenarier vil være et relativt stort biogasanlæg med en kapacitet på omkring 1.000 tons biomasse pr. dag og afsætning af biogasproduktionen til et lokalt kraftvarmeværk. Det fremgår endvidere, at det samfundsøkonomisk er mest optimalt at basere biogasproduktionen på husdyrgødning med brug af dybstrøelse.

Denne produktion af biogas vil give en CO<sub>2</sub>-skyggepris på 414 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>-ækv. mod standardscenariets 1.128 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>-ækv. Såfremt input kunne bestå af 77 % ubehandlet gylle og 23 % dybstrøelse på et anlæg med en kapacitet på 1.000 tons pr. dag, ville det reducere omkostningerne yderligere, men det er noget usikkert, om den angivne mængde dybstrøelse kan skaffes i praksis.

Som tidligere nævnt bevirker produktionsstøtten til biogas, at det driftsøkonomisk kan være en fordel at anvende majsensilage sammen med husdyrgødning. Den nuværende støtteordning giver således ikke incitament til at anvende en samfundsøkonomisk optimal sammensætning af biomasseinputtet i biogasproduktionen, selvom der indført et loft på anvendelse af majs som input.

Tabel 5.21 er en oversigt over de samfundsøkonomiske resultater for de forskellige følsomhedsanalyser, hvor tallene markeret med gult repræsenterer ændringer i forhold til referencemodellen. Nederst i tabellen er de marginale drivhusgasreduktionsomkostninger repræsenteret ved CO<sub>2</sub>-skyggeprisen, hvorfra man kan analysere effekten af forskellige ændringer i standardscenariet.

**Tabel 5.21 Oversigt over analyser af biogasanlæg**

Scenarier (løbende priser):	Stan- dard	1	2	3	4	4b	5	6	7	8	9	11	12	13	14	15	16
Anlægsstørrelse (ton pr. dag)	<b>700</b>	500	1.000	700	700	700	700	700	700	700	700	700	1.000	700	700	700	700
Transportafstand (km)	<b>14</b>	13	15	14	14	14	14	14	14	14	14	14	20	14	14	14	14
Investeringsstilskud på 30 %	<b>Nej</b>	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Ja	Nej
Anlægsinvestering (mio. kr.)	<b>80</b>	65	110	80	80	80	80	80	80	80	80	80	110	80	80	80	80
Rente (%)	<b>4,25</b>	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	2,0	6,0	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25
NG prisstigning (realpris % pr. år)	<b>3</b>	3	3	3	3	3	3	3	3	0	3	3	3	3	3	3	3
Fiberfraktionspris (kr. pr. ton)	<b>10</b>	10	10	10	10	10	10	10	10	10	0	10	10	10	10	10	10
Majspris (kr.)	<b>307</b>	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	200	307	307	307	307	307
Gylle (%)	<b>78</b>	78	78	77	79	77	93	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78
Fiberfraktion (%)	<b>12</b>	12	12	23	0	0	0	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Majs (%)	<b>10</b>	10	10	0	21	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Græs (%)	<b>0</b>	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dybstrøelse (%)	<b>0</b>	0	0	0	0	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Salg til KV uden energitab	<b>Nej</b>	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Ja	Nej	Nej
Salg til NG	<b>Nej</b>	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Ja	Nej	Nej	Nej
Salg til KV med 10 % energitab	<b>Ja</b>	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Nej	Nej	Ja	Ja
Dårligste gylle TS værdier	<b>Nej</b>	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Ja
CO <sub>2</sub> -skyggeprisen (kr. pr. ton CO <sub>2</sub> -ækv.)	<b>1.128</b>	1.311	1.032	632	1.979	414	2.313	1.027	1.210	1.185	927	928	1.069	1.696	1.033	1.154	1.184

#### 5.4. Sammenligning med andre analyser

For at kunne verificere den drifts- og samfundsøkonomiske model, som er brugt til udregning af resultaterne, er det nødvendigt at sammenholde modellens antagelser og resultater med andre modeller. I den sammenhæng anvendes dels FOI Rapport 136 (Nielsen et al., 2002), men også rapporten "Socio-economic evaluation of selected biogas technologies" fra DCE, Århus Universitet (Møller og Martinsen, 2013). I tabel 5.22 skildres de mest betydningsfulde forskelle i de forskellige modelantagelser og resultater.

DCE's standardanlæg har det største biomasseinput med næsten 300.000 tons årligt, hvorimod IFROs standardanlæg har en kapacitet på ca. 250.000 tons årligt. Biomassesammensætningen varierer også mellem de forskellige standardanlæg, dog er der det fælles, at klart størstedelen af biomassen består af ubehandlet gylle, og 25 % består af biomasse med højt biogasinhold. Som tidligere beskrevet er der ifølge IFROs model størst samfundsøkonomisk fordel ved at afsætte biogassen til et lokalt kraftvarmeværk, hvilket også antages for DCE-modellen.

DCE's model tager udgangspunkt i den gamle energiaftale, med det dertilhørende lavere pristilskud og investeringsstøtte. Endvidere antager den en fast naturgaspris lig med prisen i år 2008, hvorimod IFROs model bruger Energistyrelsens prisfremskrivning fra 2012. Derudover er der mindre afvigelser i metanindholdet i biogas, diskonteringsfaktoren, nettoafgiftsfaktoren og standardanlæggets levetid. Prisen på majsensilage varierer også mellem de forskellige modeller, dog ligger prisen mellem ca. 270-300 kr. pr. ton. Modellen fra DCE antager, at værdien af den forbedrede gødningsevne går lige op med omkostningerne for transporten, hvorimod der i FOI-analysen sker en opdeling som to separate poster, hvor omkostningerne til transport er størst.

Tørstofindholdet i de forskellige biomassetyper ser ud til at være ret ens på tværs af de to modeller. Derimod er der stor afvigelse i forhold til investeringsstørrelsen. Her antager IFROs model klart den største investeringsudgift, selvom den ikke har det største anlæg. IFROs model antager yderligere, at der er behov for reinvesteringer efter 10 år.

**Tabel 5.22 Sammenligning af samfundsøkonomiske omkostninger**

Antagelser:	FOI 136	FOI 205	DCE	IFRO
Anlægsstørrelse (ton pr. år)	200.000	200.000	292.000	255.500
Affald (%)	20	0	0	0
Gylleandel (%)	80	41	75	78
Fiberfraktion (%)	0	59	0	12
Majsensilageandel (%)	0	0	25	10
Salg til KV-værk	Ja	Ja	Ja	Ja
Gasudbytte (m <sup>3</sup> metan pr. m <sup>3</sup> biomasse)	32,6	21,8	30	29
NG prisopdatering	-----	2009	2008	2012
		(udvikling)	(niveau)	(udvikling)
Diskonteringsfaktor (%)	6	5	4	5
Nettoafgiftsfaktor (%)	0	35	17	35
Skatteforvridningstab (%)	0	0	20	20
Anlægslevetid (år)		20	25	20
Energiaftale (implementerings år)	2000	2008	2008	2012
Investeringsstilskud (%)	20	20	20	0
Gasledning (km)	0		3	5
Majsensilagepris (kr.)	---		270	307
Øget gødningsværdi (kr./ton)			0	5
Værdi af lugtreduktion indregnes (*)	Nej	Nej	Nej	Nej
Pris på transport af ubh. gylle (kr. pr. ton)		9,5	0	16,4
TS – svin (%)		13,2	4,5	4,9
TS – kvæg (%)			-	7,5
Afstand til biomasseleverandører (km)			10	14
Total investering (mio. kr.)		58,4	87,7	99
Tab fra usolgt varme		0	70 % af varmeprod.	10 % af samlet prod.
Reduktion i N-udvask. (kg N pr. ton gylle)	0,11	0,11	0,05	0,11
Reduktion i CO <sub>2</sub> -emission (tons CO <sub>2</sub> pr. år)	17.910		16.084	
Værdi af CO <sub>2</sub> -reduktion (mio. kr. pr. år)	4,5	4,2	1,98	
Pris på CO <sub>2</sub> -kvoter (kr. pr. ton CO <sub>2</sub> - ækv.)	250	304	105	Ikke med
Årlige driftsoverskud (mio. kr.)		4,0	-2,06	3,1
Årlige samf.-omk. ekskl. CO <sub>2</sub> (mio. kr.)	-0,5	0,6	-22,36	-20,8
CO <sub>2</sub> -skyggeprisen	28	-179	1.390	1.128

Note: DCE-analyse er Møller og Martinsen (2013) (scenario 2A).

FOI 136 er Nielsen et al. (2002) (resultat 2)

Note: Lugt indgår med en gevinst på 0,7 mio. kr. pr. år i Nielsen et al., 2002. Indregning af dette ville således ikke rykke afgørende på konklusionen.



Den sidste store forskel er, at DCE's model beror på en tidligere vejledning af samfundsøkonomiske analyser fra Energistyrelsen, der indeholder en opdeling af drivhusgasemissionerne i kvote- og ikke-kvoteomfattede sektorer. Den nyeste vejledning fra energistyrelsen har fjernet denne opdeling, og værdien af drivhusgasemissionsreduktioner i kvotesektoren skal derfor ikke længere medregnes i den samfundsøkonomiske analyse.

Resultaterne af modelberegningerne fremgår nederst i tabellen. Det årlige driftsøkonomiske overskud fra IFROs nye analyse giver som den eneste et meget positivt overskud, hvorimod DCE's model beregner et årligt negativt driftsøkonomisk overskud. For de to modeller er der også en stor forskel på det samfundsøkonomiske overskud. Godt nok er det samfundsøkonomiske overskud negativt for begge modeller, men DCE's samfundsøkonomiske resultat er betydeligt dårligere end IFROs. Som tidligere angivet så er DCE's analyse foretaget på et tidligere grundlag, hvorfor en række forhold er anderledes i forhold til analysen i denne rapport.

Set i forhold til FOI Rapport nr. 205 er der også betydelige forskelle i det samfundsøkonomiske resultat. Dette skyldes betydelige ændringer i forudsætningerne for de aktuelle biogasberegninger i forhold til de tidligere analyser i FOI Rapport 205. Den privatøkonomiske rentabilitet i biogasproduktion og den samfundsmæssige CO<sub>2</sub>-skyggepris ved biogasproduktion påvirkes hovedsageligt af ændringer i følgende faktorer:

- 1) Højere tilskud til energi produceret på basis af biogas
- 2) Reducerede prisstigningsforventninger for naturgas
- 3) Antagelse om, at 10 % af den samlede energiproduktion ved anvendelse af biogas i kraftvarmesektoren ikke udnyttes på grund af manglende varmeefterspørgsel i sommerperioden
- 4) CO<sub>2</sub>-effekten fra fortrængt naturgas medregnes i klimaeffekten
- 5) Værdien af frigjorte CO<sub>2</sub>-kvoter medtages ikke som samfundsøkonomisk indtægt
- 6) Samfundsmæssige forvridningsomkostninger ifm. tilskuds- og afgiftsændringer medregnes i CO<sub>2</sub>-skyggeprisen
- 7) Omkostninger til separering af gylle tillægges biogasproduktionen
- 8) Ændrede emissionsfaktorer fra afgang af gylle.

Ad 1. Positiv effekt på driftsøkonomisk overskud. Øget tilskud øger CO<sub>2</sub>-skyggeprisen pga. stigende forvridningsomkostninger ved tilskuddet. Forskellen grundet tilskud på 36 kr. pr. GJ udgør i alt ca. 30 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>.

Ad 2. Negativ effekt på driftsøkonomisk overskud, da lavere naturgaspris medfører lavere biogaspris. Øger CO<sub>2</sub>-skyggeprisen pga. lavere værdi af fortrængt naturgas (tælleren i skyggeprisen øges).

Ad 3. Negativ effekt på driftsøkonomisk overskud, da lavere energiudnyttelse medfører lavere biogaspris. Øger CO<sub>2</sub>-skyggeprisen pga. mindre mængde fortrængt naturgas (nævneren i skyggeprisen mindskes) (DGC, 2009), (Jensen, 2009) og (Energinet.dk, 2010).

Ad 4. Skyldes, at der ikke længere skelnes mellem sektorer, som indgår i EU's CO<sub>2</sub>-kvotesystem, og sektorer, der ikke er omfattet af kvotesystemet (Energistyrelsen, 2012a). Årsagen er, at der nu regnes på en national klimamålsætning. Ændringer formindsker CO<sub>2</sub>-skyggeprisen (nævneren øges), da CO<sub>2</sub> reduktionen nu indregnes.

Ad 5. Besluttet i forlængelse af beslutningen om, at der ikke længere skal skelnes mellem kvoteomfattede og ikke-kvoteomfattede sektorer (Energistyrelsen, 2012a). Trækker i retning af højere CO<sub>2</sub>-skyggepris (tælleren i skyggeprisen reduceres ikke med værdien af frigjorte kvoter).

Ad 6. Forvridningseffekter af skatter og tilskud indgik ikke som en samfundsøkonomisk omkostning i FOI Rapport 205. Ændringen øger CO<sub>2</sub>-skyggeprisen (tælleren øges).

Ad 7. Indgik ikke i FOI Rapport 205 pga. antagelse om, at gyllesepareringsomkostninger svarede til fordele for gylleleverandøren. Pga. lovændringer m.m. skønnes det, at leverandørfordelene kun dækker en (mindre) del af omkostningerne. Ændringen øger CO<sub>2</sub>-skyggeprisen (tælleren øges). Dette betyder samlet, at skyggeomkostningen øges med ca. 200 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>.

Ad 8. I forhold til FOI Rapport 205 er CO<sub>2</sub>-reduktionsfaktorerne i forbindelse med afgang af gylle ændret. CO<sub>2</sub>-reduktionsfaktorerne for kvæg- og svinegylle på metan- og lattergasemissionerne ændres, men der er ikke nogen større nettoeffekt i forhold til FOI Rapport 205.

Der er således en række forudsætninger, der er baggrunden for den højere samfundsøkonomiske omkostning, og nogle af disse beregningsmæssige antagelser vil også påvirke reduktionsomkostningerne i andre sektorer. Det vurderes, at de beregningstekniske ændringer alene har øget omkostningerne med ca. 450 kr. pr. ton CO<sub>2</sub> (Dubgaard et al., 2013), hvilket er en betragtelig forskel. Dertil kommer køb af fiberfraktionen, der øger omkostningerne med 200 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>, mens den øgede støtte på 36 kr. pr. GJ kun øger skyggeprisen med ca. 50 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>.

Biogassens omkostningseffektivitet set som et klimavirkemiddel er derfor ikke nødvendigvis forringet med den samlede stigning i de samfundsøkonomiske omkostninger for biogas, idet virkemidlernes konkurrenceevne afhænger af omkostningerne i andre sektorer.

Set i forhold til de tyske samfundsomkostninger angivet i afsnit 3.5. på over 1.500 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>, vurderes de danske samfundsomkostninger, selv med den nye danske energiaftale, som værende betydelig lavere end samfundsomkostningerne ved den nye tyske ordning fra 2012. I denne vurdering indgår, at der i de tyske analyser ikke indgår opskrivninger i form af nettoafgiftsfaktor (35 %) og skatteforvridningstab (20 %).

I analyser for NaturErhvervsstyrelsen og Energistyrelsen i forhold til klimaplanen er grundlæggende anvendt de samme forudsætninger som ovenfor. Dog er der senest i juni 2013 igen sket ændringer i de anvendte forudsætninger, således at der nu i forhold til klimaarbejdet anvendes en rente på 4 % og en nettoafgiftsfaktor på 32,5 %. Denne ændring er sket, efter at nærværende beregninger var afsluttet, men fremgår af Dubgaard et al., (2013).

## Kapitel 6. Afsluttende diskussion

Der er med energiforliget i 2012 lagt nogle økonomiske rammer, der gør, at de økonomiske perspektiver omkring biogasproduktion nu er bedre, end de har været i mange år. Der er en række forhold, der kan påvirke det driftsøkonomiske resultat i op- eller nedadgående retning.

Langt hovedparten af råvareinputtet til fremtidens biogasanlæg forventes at være husdyrgødning, og det er centralt for biogasproduktionen, hvilken type og tørstofindhold der modtages. Rapporten viser, at de nye anlæg skal sikre sig, at der leveres husdyrgødning med et højt tørstofindhold. Produktionsomkostningerne er vurderet til omkring 4,5-5,5 kr. pr. m<sup>3</sup> metan, der produceres svarende til en omkostning på 125-155 kr. pr. GJ, der produceres. Set i forhold til den gasmængde, der sælges (81 %), er omkostningerne ca. 5,4-6,6 kr. pr. Nm<sup>3</sup> eller 150-185 kr. pr. Nm<sup>3</sup>.

Ud over gylle kan fiberfraktioner, majs og dybstrøelse anvendes til at øge gasudbyttet pr. ton. Rapporten peger på, at øget anvendelse af dybstrøelse har en række fordele. Hvis der leveres dybstrøelse uden en merpris, kan det både drifts- og samfundsøkonomisk være en stor fordel. Imidlertid kan tilgængeligheden af dybstrøelsen være et problem. Majs øger også gasproduktionen, men til omkostninger omkring eller over 300 kr. pr. ton er det ikke nogen klar driftsøkonomisk fordel. Samfundsøkonomisk er majs ikke at fortrække, idet den fortrængte mængde CO<sub>2</sub> er lavere end ved fiber eller dybstrøelse. En anden vej vil være at reducere energitabet, ved at biogasanlæggene med brug af dybstrøelse og fiber overvejer at øge energiproduktionen om vinteren.

Opgradering af biogas til bionaturgas vil betyde meromkostninger, men også øget afsætningssikkerhed. Hvorvidt det er fordelagtigt at opgradere til bionaturgas, afhænger en del af alternativet. Det bedste resultat fås ved afsætning til kraftvarme med fuld udnyttelse af varmen året rundt. Men lav varmepris om sommeren kan betyde, at opgradering og salg til naturgasselskaber, der gerne vil undgå at købe CO<sub>2</sub>-kvoter, er lige så fordelagtigt. Der mangler dog fortsat erfaringer i praksis omkring valg af opgraderingsanlæg, valg af tilkoblingssted og trykforøgelse (komprimering).

Det synes sandsynligt, at der fremover vil komme en række af forskellige anlæg omfattende både gårdanlæg, økologiske anlæg og fællesanlæg. Analyser tyder på, at den bedste økonomi er i de store anlæg, men i denne analyse er der driftsøkonomiske overskud for gårdanlæg, men ikke for økologiske anlæg. Der har og vil også fremover være stor forskel mellem anlæg, og der vil derfor være en del forskel på de økonomiske resultater, der opnås. Hvor let det er at afsætte husdyrgødningen i nærområdet vil også påvirke incitamentet til bygning af flere biogasanlæg. Det vil fremover være naturligt at overveje, om halm og andre ressourcer i form af husholdningsaffald kan hjælpe til at øge gasproduktionen, som det er set i andre lande.

Det anbefales, at der etableres et opfølgningsprogram, der sammen med det arbejde, der gøres i Biogas-taskforcen og i Biogas-sekretariatet, kan understøtte udviklingen af rentable biogasanlæg og hjælpe med forhold som placering, lokal godkendelse og finansiering. Det kræver lang tids forarbejde at få løst disse udfordringer og få lavet en projektplan, der støttes af landmænd, naboer og kommune.

Samfundsøkonomisk er omkostningerne ved at bruge biogas til at reducere CO<sub>2</sub>-emissionen højere end tidligere. Prisen for at reducere emissionen er beregnet til 1.128 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>, og den pris skyldes primært en højere nettoafgiftsfaktor, inddragelse af skatteforvridningstab og omkostninger knyttet til køb af fiberfraktionen. I forhold til tidligere analyser i 2010 giver alene de beregningstekniske ændringer en stigning i prisen på 450 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>, mens den øgede støtte kun øger skyggeprisen i mindre omfang. En sammenligning viser, at de samfundsøkonomiske omkostninger i Tyskland ved brug af biogas som virkemiddel til at reducere CO<sub>2</sub>-emissionen er noget højere.

Positive sideeffekter i form af reduceret lugt ved udbringning indgår ikke i analysen, ligesom eventuelle fordelingsmæssige gevinster i form af mindre transport ikke indgår. Det vurderes dog, at der vil være en mindre positiv gevinst ved dette. Sektoranalysen indeholder ikke afledte effekter på arbejdskraft og eksport.

Såfremt anlægget alene anvender gylle og dybstrøelse, reducerer det de samfundsmæssige omkostninger til under 500 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>. Omvendt betyder øget anvendelse af majs, at prisen på CO<sub>2</sub>-reduktionen øges betydeligt. De samfundsmæssige omkostninger pr. ton reduceret CO<sub>2</sub> ved

opgradering af biogas er højere end levering af biogassen til kraftvarmeanlæg, hvorfor opgradering ikke umiddelbart er en samfundsøkonomisk attraktiv løsning grundet det øgede investeringsbehov.

Det vurderes, at der med den nye energiaftale, der ligger til grund for nærværende analyser, er skabt grundlag for øget produktion af biogas i de kommende år. Dette afspejles også i antallet af ansøgninger om anlægsstøtte til nye biogasanlæg, der kom 2012. De 19 anlæg, der fik anlægsstøtte, vil kunne skabe en positiv udvikling, men analyserne her viser, at også effektive anlæg, der ikke fik anlægsstøtte, kan få et driftsøkonomisk overskud.

Imidlertid er de økonomiske rammer kun et element af flere, der skal til for en øget biogasproduktion, og her kan finansiering og placering af anlæg udpeges som væsentlige udfordringer, som skal løses. Her kræves det rette niveau af driftsstøtte eventuelt koblet med tiltag, der kan give en lavere rente.

Et mål, om at op til 50 % af alt husdyrgødning anvendes i biogasproduktionen i 2020, er et meget ambitiøst mål, og det vil tage mange år, før andelen af husdyrgødning, der anvendes, bliver øget så meget. Baseret på de planlagte anlæg, hvoraf en del har fået anlægsstøtte, vurderes det som sandsynligt, at 20-30 % af husdyrgødningen kan afgasses. Det vurderes, at nogle af de anlæg, der ikke fik anlægsstøtte, alligevel etableres, men også at nogle af de anlæg, der har fået anlægsstøtte, ikke kan finde placering eller finansiering inden 2015. Udviklingen vil således være i gang, men det synes ikke sandsynligt, at man når målet om, at 50 % af gyllen anvendes i biogasanlæg i 2020.

Den samfundsøkonomiske omkostning ved at øge biogasproduktionen er øget primært grundet ændrede forudsætninger og ikke så meget den højere støtte. Målet om afskaffelse af fossile brændstoffer kan betyde, at samfundet fremover vil skulle betale en højere pris for CO<sub>2</sub>-reduktioner også i andre sektorer, men omvendt vil EU's faldende CO<sub>2</sub>-kvotepriser på kort sigt betyde, at også biogassen bliver en relativt dyrere måde at reducere CO<sub>2</sub>-emissionen på. Der er således en lang række både politiske og driftsledermæssige forhold, der afgør omfanget af fremtidens biogasproduktion.

## Summary

In the mid 1990's, the increase in the biogas production came from 20 centralised biogas plants. Since then the increase in biogas production has come mainly from farm biogas plants and it is estimated that around 8% of all slurry today is used to produce biogas.

With the energy agreement from 2012 and a new political ambition of using up to 50% of all slurry and manure in the production of biogas, new targets, as well as a new framework have been set up for the future biogas production in Denmark. The aim of this report is to assess the business and socioeconomics of biogas in Denmark under the new conditions given by the 2012 energy agreement. It is the aim to highlight many of the different parameters which, in effect, decides the economic outcome. Furthermore, it is the aim to look at the socioeconomic gains and costs related to biogas production, including the positive side effects which come from biogas.

In order to get a good understanding of the likely future plants, 18 planned biogas plants have been used as a starting point for the analysis. This has been done to get an idea of the size, input mix and size of the investment. Of the 18 plants, a total of 10 plants receive less than 1,000 tonnes per day and 6 plants receive more than 1,000 tonnes per day. Two plants are organic biogas plants. The average plant will be based on around 700 m<sup>3</sup> biomass per day or 250,000 tonnes per year (ca. 3 MW<sub>el</sub>). The majority (70-75%) of the inputs will be slurry, whereas the solid fraction and deep bedding could be around 10%. The additional input is energy crops (maize), grass or industrial waste. The annual production is 6 million Nm<sup>3</sup> methane or 23 Nm<sup>3</sup> methane per tonne input of biomass. There is considerable variation in the expected yield per tonne input slurry. The average transport distance is 14 km, which is important for the transport costs. The expected running costs are 2.5 DKK per Nm<sup>3</sup> methane and the investment is around 300-350 DKK per tonne yearly input. The total costs (including purchase of biomass, but without reinvestments) come to around 100 DKK per tonne biomass or 4.2 DKK per Nm<sup>3</sup> methane.

In the following discussion of the assumptions, it is clear that there is a considerable uncertainty and variation in the dry matter content of the slurry and, therefore, in the gas potential. For new plants, it is very important that it has been analysed which type of slurry and farm yard manure the plant will be receiving and also the expected dry matter content as this can change the gas production by over 25%.

The new energy agreement from 2012 gives a subsidy of 115 DKK per GJ, but the increase in other levies such as the NO<sub>x</sub> levy, as well as a levy related to ensuring energy supplies, means that the net subsidy given is 109 DKK per GJ when it is used for production of heat and electricity based on an engine. The conversion used is that 1 GJ is 27.9 Nm<sup>3</sup> Methane. This can be translated to a support of around 1.09 DKK per kWh. When also the production of heat based in a turbine is included, the average subsidy is 103 DKK per GJ in 2012. The levy related to ensuring energy supplies will be 3.6 DKK per GJ when it is fully implemented. When the biogas is upgraded to bio natural gas, it is assumed that it will receive a subsidy of 115 DKK per GJ, but an energy loss of 2% is included in the calculation.

The Energy agreement gives an increase in subsidy and does increase the income, but the price of the produced biogas will decrease over time as the subsidies are reduced over time when working in fixed prices as the subsidies does not follow the inflation. The total subsidy falls from 103 DKK per GJ in 2013 to 62 DKK per GJ in 2031. One of the subsidies (26 DKK/GJ) will fall as the price on natural gas is expected to increase, whereas another subsidy (10 DKK/GJ) will be phased out between 2016 and 2020. The profitability of biogas is expected to increase following the expected increase in the natural gas price based on the prognosis made by the Danish Energy Agency. It is likely that using bio natural gas will become more attractive for Natural gas companies, but prognoses of the future natural gas prices are very uncertain at the moment. The Energy Agency prognoses from 2013 expect a higher price than in 2012, whereas other indicators would suggest lower prices based on increased gas findings (shale gas) in the US.

The growth in biogas production has been slower in Denmark than in Germany in recent years. The main reason is that the subsidy given to small farm biogas plants in Germany has been much larger than the subsidy given to small Danish biogas plants. In Denmark, the subsidy is not linked to the size of the production as is the case in Germany. The subsidy given to larger biogas plants (over 1 MW) is similar in the two countries. The higher German subsidy has meant that the German state have paid more than 1,500 DKK per tonne CO<sub>2</sub> reduction. This high price is likely to have been one of the reasons as to why the German subsidies have been changed to reduce the use of maize, increase the use of heat and reduce the subsidies over time by 2% yearly.



Based on background data, a Case 2012 biogas plant has been established. The centralised biogas plant receives 700 tonnes of biomass per day. The input is 78% slurry (pigs and dairy cows), 12% is the solid fraction from separation and 10 % is maize silage. The dry matter content is 11.5% and the production gives 29 m<sup>3</sup> methane per tonne of input. The total investment is 98 million DKK, which is equivalent to 384 DKK per tonne of input of biomass. The sold energy, after deduction for energy used in the processing, is 6.1 million m<sup>3</sup> methane or 220,000 GJ (engine is around 3.4 MW<sub>el</sub>).

The total investment is 98 million DKK and the interest is set at 7.5%. The interest is high because the owners of the biogas plants find it very difficult to attract capital. The farmers own capital and the low risk capital require 4%, but the high risk capital demands an interest of 15%. The interest reflects, therefore, the difficulties which many farmers find when trying to find capital for biogas plants in Denmark. The municipalities' credit company (kommunekredit) does, however, try to provide loans with low interest, but this option is not always seen by investors as commercially viable as the legislation restricts the allowed profits.

It is assumed that the biogas replaces natural gas. The sales price is 168 DKK per GJ in 2013, but it is falling to 138 DKK per GJ in 2031 (fixed prices). The sales price in 2013 is based on a price for natural gas of 64,4 DKK per GJ at the Central Heat and Power Unit (CHP) as the pipes are included in the biogas plant investment. If biogas substitutes other types of energy, this would often affect the selling price downwards.

The total income minus the purchase of input like solid fractions and maize is 27 million DKK or 105 DKK per tonne input or 3.6 DKK per m<sup>3</sup> methane.

The total costs for the investment and transportation is 24 million DKK per year or 93 DKK per tonne of input or 3.2 DKK per m<sup>3</sup> methane produced. The yearly surplus is 3.0 million DKK or 12 DKK per tonne of input or 0.4 DKK per m<sup>3</sup> methane produced. The production price, including the total production costs as well as the purchase of solid fractions and maize, comes to 4.7 DKK per m<sup>3</sup> methane.

Of the total production, only 82% is sold as the rest is used for process energy. The total costs are, therefore, 5.7 kr. per Nm<sup>3</sup> methane sold. The sales prices can be calculated as 174 DKK per GJ or 6.25 per m<sup>3</sup> methane giving, a surplus of 0.5 DKK per m<sup>3</sup> methane sold.

A number of sensitivity analyses have been carried out in order to assess which parameters are the most important. As mentioned earlier input mix and dry matter content is very important. A relative low dry matter content increases the costs from 4,7 to 5,0 DKK per m<sup>3</sup> methane, while a large amount of dry matter reduces the costs to 4,5 DKK per m<sup>3</sup> methane produced.

Increased use of the solid fraction reduces the profit, while increased use of maize increases the profit at the prices of 90 DKK per tonne of solid fraction and 307 DKK per tonne of maize. Using deep bedding increases the profit even more. There is no payment for deep bedding so the profit is one of the highest under the selected assumptions. The annual profit, when using 23% deep bedding, is 10 million DKK per year and so, it is only natural that more people are seeking to increase the share of deep bedding in coming biogas plants. The transportation costs will vary considerably.

The calculations show that larger plants have a higher profit due to lower costs per unit. The lower costs are mainly the running costs more than the actual investment. The smaller plant gives a lower deficit based on an investment of 65 million DKK.

The transport distance is important for the total transport costs. As the transport costs are around 40% of the total costs, it is an important parameter. The larger plants can expect that transportation costs might be slightly higher per m<sup>3</sup> methane as they have an increased demand and a higher average transport distance.

A decrease in interest from 7.5% to 4.25 %, as used in the societal analysis, does increase the profit by 3 million DKK per year. State support for loans which would guarantee the income to an external investor would hence make a significant difference.

If the plants still were able to get the investment subsidy of 30%, this would increase the yearly income by 2 million DKK and this could also ease the problems related to financing the plants.

Tight control with running costs are required to achieve the results shown for Case 2012 and an increase in the running costs of 10 DKK per input of biomass increase the costs by 3 million DKK, and so the plant might no longer be profitable.

When producing biogas to CHP, the amount is relatively stable over time all year around. In several cases, this means that the heat cannot be sold during the summer and so only 90% of the total energy is expected to be sold. In the case where all the energy can be sold at full price, this would increase the profit considerably. Another option would be to vary the biogas production over the year, but this would lead to a lower utilisation of the plant in the summer months.

The cost of upgrading the biogas to be used and distributed as bio natural gas is almost the same for the different technologies investigated. It seems that the Amin system is the cheapest with around 1.0-1.1 DKK per m<sup>3</sup> methane including pressure increase. Choices of where to feed the biogas into the natural gas grid depend on the location of the upgrading facility and this can change the overall costs somewhat. The total cost for upgrading, including pressure increase, is set at 1.2 DKK per m<sup>3</sup> methane.

The upgraded biogas can be entered either in the larger distributions gas grid or the local secondary grid. Feeding the bio natural gas into the secondary grid has the advantage that the required increase in pressure is lower as it is using 7 bar pressure. On the other hand there might be a risk that not all the biogas can be utilised all the time. Selling the biogas to the larger distribution grid requires a larger increase in the pressure as this runs on a pressure between 20 and 50 bar. Here the gas demand is much larger and so the gas will always be used. The investment in a plant to increase the pressure to 20-50 bar can be around 3-5 million DKK and the yearly cost for the pressure increase and the required pipes can be around 0.1 – 0.15 DKK per m<sup>3</sup> methane depending on location and choice of technology.

Upgrading biogas in the Case 2012 gives a negative profit of 0.5 million DKK per year despite the higher sales price (+11 DKK/GJ) and larger amount sold (lower energy loss). If the sales prize

were to increase by another 10 DKK per GJ, the profit will be the same as with Case 2012 base scenario of 3.0 million DKK per year. The increased price could be both due to lower upgrading costs, reduced purchase of CO<sub>2</sub> quota or the value that consumers put on green energy. The result is not influenced greatly by the price change in the natural gas price. If the natural gas companies play an active role in the biogas production they might be able to provide capital for biogas production at a lower interest.

The analysis of farm biogas indicates that the business profit is lower than for the Case 2012, but still positive of around 0.4 million DKK per year, while the result for the organic plant is a deficit of around 4 million DKK per year despite the assumption that the farms are located relatively near the biogas plant, which might not be the case in areas like Sjælland where the organic material from the biogas plant would be needed the most if the conventional manure can no longer be used.

In the socioeconomic analysis, the value of replaced natural gas is included as well as the value of increased fertiliser value and reduced nitrogen leaching. The values of some side effect like reduced smell is not included in the calculation as there is no national target and hence no shadow price. However, the value of reduced smell is likely to be smaller than before as the requirements regarding injection of slurry during application have increased over the last years.

In the calculations, a net tax factor of 35% has been used to change the factor prices to consumer prices. A tax distortion factor (dead weight loss factor) of 20% has been used to account for the subsidies given and the change in taxation required. This is done even though the Danish PSO levy ensures that the subsidies given do actually affect the price of the energy bought by the consumer. The interest is set at 4.25% following the recommendation by the Ministry of Finance and The Environment Agency.

The analyses show that the direct socio economic costs are 39.5 million DKK and that the tax distortion effect costs 5.0 million DKK per year. The direct income is 21.4 million DKK and the values of the side effects are 2.3 million DKK per year. The net cost is 20.8 million DKK or 2.8 DKK per m<sup>3</sup> methane. The net socioeconomic costs are larger as the subsidy is not included in the income and because the costs are higher.

The CO<sub>2</sub> reduction of Case 2012 is 18.455 tonnes CO<sub>2</sub> equivalents. The price to reduce emission is 1.128 DKK per tonne CO<sub>2</sub>. This is a higher cost than in previous calculations which is partly due to a higher net levy factor as well as higher tax distortions effects. Also the payment for the solid fraction increases the costs compared to before. The changes in calculations methods have, on its own, increased the costs by more than 400 DKK per tonne CO<sub>2</sub>. The analysis shows that the socioeconomic costs still are lower than in Germany.

Sensitivity analyses show that increased use of animal manure can reduce the societal costs to 632 DKK per tonne CO<sub>2</sub>. The cheapest option is increased use of deep bedding which can reduce the costs to 414 DKK per tonne CO<sub>2</sub>.

Using more maize increases the socio economic costs considerable. The socio economic costs related to upgraded biogas are higher than selling it to combined power and heat plants, as the upgraded biogas does not replace much more CO<sub>2</sub>, but the costs are higher. Even when the reduced loss of heat is included, the socioeconomic costs are still lower using CHP than when upgrading biogas to bio natural gas.

The societal costs are slightly higher from a farm plant than the Case 2012, but the difference is not large. The socioeconomic costs based on an organic plant are, on the other hand, much higher as the costs are close to 3,000 DKK per tonne CO<sub>2</sub>.

It is estimated that the new energy agreement from 2012 has created the foundation for increased biogas production in the years to come. This can be seen by the 42 applications for investment support in 2012. The 19 plants which received investment support will create a positive development, but the analysis shows that plants which did not get support can also be profitable. But the economics is not the only challenges for increased biogas production. Financing and finding locations are other major challenges.

Another key issue is who will be buying the biogas and at what price? Will the CHP plants or the natural gas companies pay a viable price? Analyses in relation to the target of up to 50% of the animal manure being used for biogas, indicates that this requires around 50 centralized biogas plants or 30 large biogas plants more than today.

The analysis of future location of biogas plants shows that the optimal location requires a high share of farmers participating in the area (70%) to create the biogas plant. Even if all the known biogas plant projects were realized the production level would only be ca. 14 PJ and not towards 17 PJ which is the target. The current trend where farmers find it easier to make local contract of distribution of animal manure to crop farms could also decrease the interest in future biogas plants.

If the 19 plants which have received investment support in 2012 where to be built this would mean that 15-20% of the slurry would be used for biogas production and the biogas production based on slurry would increase to around 6 GJ. However, some of the plants which have been supported might not be able to finance or find a suitable location for the plant. On the other hand, some of the ones which did not receive the investment subsidy might be established anyway. It is likely that 20-30% of the total amount of slurry can be used for biogas production and that the production would increase towards 7 GJ in 2020. This is 3 times as much as today.

The socio economic costs have increased due to the changed calculation methods and increased costs for the purchase of the solid fraction. On the other hand, it is expected that society might have to pay a higher price towards the Danish goal of independence from fossil fuels in 2050. In the short term, the low EU CO<sub>2</sub>-quota price does mean that biogas has become more expensive and less competitive. In the long run, binding CO<sub>2</sub> quotas should increase the CO<sub>2</sub> quota price and increase the need for green energy like biogas.

It is not likely that the goal of using 50% of all slurry will be achieved by 2020, but the energy agreement from 2012 has created a foundation which will ensure an increase in the future Danish biogas production.

# Litteraturliste

Aarhus Universitet (2012). Normtal 2012.

[http://anis.au.dk/fileadmin/DJF/Anis/Normtal\\_2012\\_august\\_ny\\_2012.pdf](http://anis.au.dk/fileadmin/DJF/Anis/Normtal_2012_august_ny_2012.pdf)

Ammongas (2013). CO<sub>2</sub> separation. <http://www.ammongas.dk/co2dk.html>

Birkmose, T. (2010). Husdyrgødning til biogas – Kan husdyrgødningen alene gøre det ?.

<http://agrotech.dk/sites/agrotech.dk/files/arrangement/seminar-om-biomasse-til-biogas/husdyrgoedningtilbiogasvedtorkildbirkmose.pdf>

Birkmose, T., Hjort-Gregersen, K. & Stefanek, K. (2013). Biomasser til biogasanlæg i Danmark - på kort og langt sigt. Agrotech. Udarbejdet for Biogas Taskforce.

Biogas Taskforce (2013). Oplæg af Bodil Harder på workshop arrangeret af Biogas Taskforceden 16. januar 2013. Koldkærgård.

BMU (2011). Tariffs, Degression and sample calculations pursuant to the new Renewable Energy Sources Act of 4<sup>th</sup> August 2011.

[http://www.bmu.de/files/english/pdf/application/pdf/eeg\\_2012\\_verguetungsdegression\\_en\\_bf.pdf](http://www.bmu.de/files/english/pdf/application/pdf/eeg_2012_verguetungsdegression_en_bf.pdf)

Bojesen M., Birkin M., Clarke G. (2013). Location of biogas plants – slurry as a retail commodity. Proceedings from 21<sup>st</sup> European Biomass Conference and Exhibition, Copenhagen June 2013.

Christensen, J., Hjort-Gregersen, K., Uellendahl, H., Ahring, B.K., Baggesen, D.L., Stockmarr, A., Møller, H.B. & Birkemose, T. (2007). Fremtidens biogASFælleanlæg – Nye anlægskoncepter og økonomisk potentiale. Rapport nr. 188. Fødevarerøkonomisk Institut.

[http://www.foi.life.ku.dk/Publikationer/FOI\\_serier/~media/migration%20folder/upload/foi/docs/publikationer/rapporter/nummererede%20rapporter/2007/rapport%20nr%20188.pdf.ashx](http://www.foi.life.ku.dk/Publikationer/FOI_serier/~media/migration%20folder/upload/foi/docs/publikationer/rapporter/nummererede%20rapporter/2007/rapport%20nr%20188.pdf.ashx)

Christiansen, M.G. (2012). Økonomi ved gylleseparering. En sektorøkonomisk analyse, Notat nr. 1205, Videncenter for Svineproduktion. [http://vsp.lf.dk/~media/Files/PDF%20-%20Publikationer/Notater%202012/Notat\\_1205\\_Oekonomi%20ved%20gylleseparering%20en%20sektorkonomisk%20analyse.ashx](http://vsp.lf.dk/~media/Files/PDF%20-%20Publikationer/Notater%202012/Notat_1205_Oekonomi%20ved%20gylleseparering%20en%20sektorkonomisk%20analyse.ashx)

Danmarks Statistik (2012). Svinebestanden opgjort på kvartaler efter type. <http://www.statistikbanken.dk/statbank5a/default.asp?w=1920>

DGC (2007). Naturgasselskabernes oversigtskort. Transmissions- og fordelingsnet. 1. maj 2007.

DGC (2009): Øget produktion og anvendelse af biogas i Danmark - Rammebetingelser og tekniske forudsætninger. Notat. 11.05.2009.

Deloitte (2013). Analyse af finansieringsmuligheder ved etablering af biogasanlæg. Rapport. Udarbejdet for Biogas Task Force.

Delzeit, R., Britz, W. & Kreins, P. (2012). An economic assessment of biogas production and land use under the German Renewable Energy Source Act. Paper at the EAERE conference in Prague, June 2012. [http://www.ifw-members.ifw-kiel.de/publications/an-economic-assessment-of-biogas-production-and-land-use-under-the-german-renewable-energy-source-act-2/KWP\\_Delzeit\\_Britz.pdf](http://www.ifw-members.ifw-kiel.de/publications/an-economic-assessment-of-biogas-production-and-land-use-under-the-german-renewable-energy-source-act-2/KWP_Delzeit_Britz.pdf)

Dong Energy (2012). 8 måneder med biogas på nettet: De første erfaringer fra Fredericia. Gastekniske dage. 15. maj 2012. [http://www.gasteknik.dk/arrangem/2012/indlaeg/msal\\_15\\_biogas\\_myken.pdf](http://www.gasteknik.dk/arrangem/2012/indlaeg/msal_15_biogas_myken.pdf)

Dubgaard, A., Nissen, C.J., Jespersen, H.L., Gylling, M., Jacobsen, B.H., Jensen, J.D., Hjort-Gregersen, K., Kejser, A.T. & Helt-Hansen, J. (2010). Økonomiske analyser for landbruget af en omkostningseffektiv klimastrategi. Rapport nr. 205. Fødevareøkonomisk Institut, København Universitet. [http://www.foi.life.ku.dk/Publikationer/FOI\\_serier/~media/Foi/docs/Publikationer/Rapporter/Nummererede%20rapporter/2010/FOI\\_rapport\\_205.ashx](http://www.foi.life.ku.dk/Publikationer/FOI_serier/~media/Foi/docs/Publikationer/Rapporter/Nummererede%20rapporter/2010/FOI_rapport_205.ashx)



Dubgaard, A., Laugesen, F.M., Ståhl, E.E., Bang, J.R., Schou, E., Jacobsen, B.H., Ørum J.E. & Jensen, J.D. (2013). Analyse af omkostningseffektiviteten ved drivhusgasreducerende tiltag i relation til landbruget. Rapport. Institut for Fødevarer- og Ressourceøkonomi, København Universitet. (under udarbejdelse)

Ea Energianalyse (2013). Økonomi for biogas. Indlæg ved workshop arrangeret af Biogas Taskforce den 16. januar 2013. Koldkærgaard.

Energinet (2012). Lokal anvendelse af biogas kontra opgradering til naturgassystemet – En samfundsøkonomisk analyse. Notat. Udarbejdet af Niras for Energinet.

<http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Gas/Lokal%20anvendelse%20af%20biogas%20kontro%20opgradering%20til%20Naturgassystemet.pdf>

Energistyrelsen (2009). Energipriser. [http://www.ens.dk/documents/netboghandel%20-%20publikationer/energi%C3%B8konomi%20og%20statistik/2009/html/energi\\_08/html/kap11.htm](http://www.ens.dk/documents/netboghandel%20-%20publikationer/energi%C3%B8konomi%20og%20statistik/2009/html/energi_08/html/kap11.htm)

Energistyrelsen (2010). Anvendelse af biomasseressourcer og gasstrategi herfor. Notat. 3. maj 2010. Klimakommissionen. <http://www.ens.dk/da-DK/UndergrundOgForsyning/VedvarendeEnergi/bioenergi/Biogas/Documents/Biogas-notat%20til%20Klimakommissionen%20maj%202010.pdf>

Energistyrelsen (2011a). Danmarks Energifremskrivning. April 2011. <http://www.ens.dk/da-DK/Info/TalOgKort/Fremskrivninger/Fremskrivninger/Documents/Danmarks%20Energifremskrivning%202011.pdf>

Energistyrelsen (2012a). Udviklingen i de fremtidige energipriser, herunder sikkerhed i tallene. Notat 30. januar 2012.

[http://www.ens.dk/da-DK/Politik/Dansk-klima-og-energi-politik/regeringensklimaogenergipolitik/forhandlinger11/Forhandlinger\\_om\\_Vores\\_energi/Documents/Udviklingen%20i%20de%20fremtidige%20energipriser.pdf](http://www.ens.dk/da-DK/Politik/Dansk-klima-og-energi-politik/regeringensklimaogenergipolitik/forhandlinger11/Forhandlinger_om_Vores_energi/Documents/Udviklingen%20i%20de%20fremtidige%20energipriser.pdf)

Energistyrelsen (2012b). Udmøntning af øget støtte til biogas. Notat 13. marts 2012.

[http://www.ens.dk/da-DK/Politik/Dansk-klima-og-energi-politik/regeringensklimaogenergipolitik/forhandlinger11/Forhandlinger\\_om\\_Vores\\_energi/Documents/Udmøntning%20af%20øget%20støtte%20til%20biogas.pdf](http://www.ens.dk/da-DK/Politik/Dansk-klima-og-energi-politik/regeringensklimaogenergipolitik/forhandlinger11/Forhandlinger_om_Vores_energi/Documents/Udmøntning%20af%20øget%20støtte%20til%20biogas.pdf)

Energistyrelsen (2012c). Begrænsning for brug af majs og andre energiafgrøder til produktion af biogas. Notat. 26. september 2012.

<http://www.ens.dk/da-DK/Info/Nyheder/Nyhedsarkiv/2012/Documents/Notat%20om%20begr%C3%A6nsning%20af%20brug%20af%20majs%20final%2026092012.pdf>

Energistyrelsen (2012d): Forsyningssikkerhedsafgiftens fordeling på opvarmningsformer. Notat 2. marts 2012. [http://www.ens.dk/da-DK/Politik/Dansk-klima-og-energi-](http://www.ens.dk/da-DK/Politik/Dansk-klima-og-energi-politik/regeringensklimaogenergipolitik/forhandlinger11/Forhandlinger_om_Vores_energi/Documents/Forsyningssikkerhedsafgiftens%20fordeling%20p%C3%A5%20opvarmningsformer.pdf)

[politik/regeringensklimaogenergipolitik/forhandlinger11/Forhandlinger\\_om\\_Vores\\_energi/Documents/Forsyningssikkerhedsafgiftens%20fordeling%20p%C3%A5%20opvarmningsformer.pdf](http://www.ens.dk/da-DK/Politik/Dansk-klima-og-energi-politik/regeringensklimaogenergipolitik/forhandlinger11/Forhandlinger_om_Vores_energi/Documents/Forsyningssikkerhedsafgiftens%20fordeling%20p%C3%A5%20opvarmningsformer.pdf)

Energistyrelsen (2012e): Brændselspriser m.m. for 2012 fra 12. september 2012. Regneark.

Finansministeriet (1999): Vejledning i udarbejdelse af samfundsøkonomiske konsekvensvurdering.

<http://www.fm.dk/udgivelser/publikationer/vejsamf99/index.htm>

Folketinget (2009): Lov om ændring af lov om afgift af elektricitet og forskellige andre love. LOV nr. 527 af 12/06/2009. <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=125442>

Folketinget (2010): Lov om ændring af lov om afgift af elektricitet, lov om kuldioxidafgift af visse energiprodukter og forskellige andre love. Vedtaget af Folketinget ved 3. behandling den 4. juni 2010. 2009/1 LSV 162. <https://www.retsinformation.dk/forms/R0710.aspx?id=132339>

Fåborg biogas (2009). Etablering af biogasanlæg ved Fåborg med forsyning af gas til Fåborg Fjernvarme. <http://www.centrovice.dk/NR/rdonlyres/A2DD8EB9-4FF7-43FE-B8E4-AA58C093F08A/0/Skitseprojektfinal.pdf>

Hjort-Gregersen, K. (2003). Økonomien i biogasfællesanlæg. Rapport nr. 150. Fødevarøkonomisk Institut.

[http://www.foi.life.ku.dk/Publikationer/FOI\\_serier/~media/migration%20folder/upload/foi/docs/publikationer/rapporter/nummererede%20rapporter/150-159/150.pdf.ashx](http://www.foi.life.ku.dk/Publikationer/FOI_serier/~media/migration%20folder/upload/foi/docs/publikationer/rapporter/nummererede%20rapporter/150-159/150.pdf.ashx)

Hjort-Gregersen, K. (2011). Eksempler på driftsomkostninger ved biogas. Note.

Hjort-Gregersen, K. (2011). Tørstofindholdets betydning for økonomien. Indlæg ved workshop den 4.5.2011. [https://www.landbrugsinfo.dk/Energi/Biogas/Filer/pl\\_11\\_548\\_b2.pdf](https://www.landbrugsinfo.dk/Energi/Biogas/Filer/pl_11_548_b2.pdf)

Hjort-Gregersen, K. (2012). Personlig meddelelse. Senior konsulent, Agrotech.

Jacobsen, B.H. (2011). Costs of slurry separation technologies and alternative use of solid fraction for biogas and burning. International Journal of Agricultural Management, Volume 1, Issue 2, pp. 11-22.

Jacobsen, B.H.; Vinther, F.P. og Sørensen, P. (2011). Analyse af alternative virkemidler. Notat. Fødevarøkonomisk Institut.

[http://www.foi.life.ku.dk/publikationer/foi\\_serier/~media/Foi/docs/Publikationer/Udredninger/2011/FOI\\_udredning\\_2011\\_9.ashx](http://www.foi.life.ku.dk/publikationer/foi_serier/~media/Foi/docs/Publikationer/Udredninger/2011/FOI_udredning_2011_9.ashx)

Jacobsen, B.H., Jespersen, H.M.L. og Dubgaard, A. (2010). Ligevægtspris for biogas under forskellige forhold og konsekvens af opgradering til naturgas Notat til Fødevarerministeriet. 11. oktober 2010.

[http://www.foi.life.ku.dk/Publikationer/FOI\\_serier/~media/Foi/docs/Publikationer/Udredninger/2010/FOI\\_udredning\\_2010\\_18.ashx](http://www.foi.life.ku.dk/Publikationer/FOI_serier/~media/Foi/docs/Publikationer/Udredninger/2010/FOI_udredning_2010_18.ashx)

Jensen, T.K. (2009). Biogas til nettet. Projektrapport. Dansk Gasteknisk Center.

[http://www.dgc.dk/publikationer/rapporter/data/09/biogas\\_til\\_netnet.pdf](http://www.dgc.dk/publikationer/rapporter/data/09/biogas_til_netnet.pdf)

Johansen, M. (2013). Opgradering af biogas til naturgasnettet. Bachelor Opgave. Institut for Fødevarer- og Ressourceøkonomi, Københavns Universitet.

Jørgensen, B. (2009). Biogas – Grøn Energi.

[http://www.energi byen.dk/fundanemt/files/Biogas\\_groen\\_energi.pdf](http://www.energi byen.dk/fundanemt/files/Biogas_groen_energi.pdf)

Jørgensen, K. (2012). Fremlæggelse; FOI- biogaspotentiale - 22. oktober 2012. Videncentret for Landbrug.

KEMIN (2012). Aftale om Energipolitik 2012-2020. Notat 22. marts 2012. Klima-, Energi- og Bygningsministeriet.

[http://www.ens.dk/da-DK/Info/Nyheder/Nyhedsarkiv/2012/Documents/Aftale\\_22-03-2012\\_FINAL\\_ren.doc.pdf](http://www.ens.dk/da-DK/Info/Nyheder/Nyhedsarkiv/2012/Documents/Aftale_22-03-2012_FINAL_ren.doc.pdf)

Krogh, L. T. (2012). Kan afgasset gødning fra økologisk biogas erstatte konventionel husdyrgødning og samtidig sikre vækst i det økologiske areal?. Kandidatspeciale. Fødevarerøkonomisk Institut, Københavns Universitet.

Landbrugsavisen (2013). Masser af biogas men langt fra målet. Landbrugsavisen, nr. 2. 11. januar 2013. pp. 14-15.

Landbrug & Fødevarer, (2012). Slagtninger af svin i Danmark.

[http://www.lf.dk/Tal\\_og\\_Analyser/Aktuelle\\_statistikker/Svin/slagtninger.aspx#.UOVfRG\\_2XYo](http://www.lf.dk/Tal_og_Analyser/Aktuelle_statistikker/Svin/slagtninger.aspx#.UOVfRG_2XYo)

Larsen, E. W. (2012). Roer til biogas og foder. Indlæg på plantekongressen 2012.

[https://www.landbrugsinfo.dk/Planteavl/Plantekongres/Filer/pl\\_plk\\_2012\\_shw\\_L7\\_2\\_Elo\\_West\\_L\\_arsen.pdf](https://www.landbrugsinfo.dk/Planteavl/Plantekongres/Filer/pl_plk_2012_shw_L7_2_Elo_West_L_arsen.pdf)

Larsen, S.U. (2010). Udbytter, gaspotentiale, og omkostninger ved dyrkning af forskellige afgrøder til biogas. Indlæg Plantekongressen 2010.

Lemvig biogas (2012). Ønsker du at afsætte gylle til Lemvig biogasanlæg?

<http://www.lemvigbiogas.com/gylle.htm>

Lorenzen, H. (2011). Driftsøkonomien i biogas ved forskellige forudsætninger. Indlæg på Plantekongres 2011.

Madsen, A. S. (2012). Utilization of biogas – socio and business economics. Niras presentation at the Nordic Biogas Conference. Based on report for Energinet.dk

<http://energinet.dk/DA/KLIMA-OG-MILJOE/biogas/Sider/Biogasrapporter.aspx>

Møller, H.B. (2009). Status og udfordringer for forsureningsteknologien i relation til biogasproduktion. Workshop arrangeret af DLBR om klimaeffekt af teknologier til håndtering og behandling af husdyrgødning. Århus Universitet.

Møller, H.B. (2010). Det sidste nye og det lange perspektiv. Indlæg ved temamøde om biogas arrangeret af Kommunernes Landsforening. Århus Universitet.

[http://www.kl.dk/ImageVault/Images/id\\_42858/scope\\_0/ImageVaultHandler.aspx](http://www.kl.dk/ImageVault/Images/id_42858/scope_0/ImageVaultHandler.aspx)

<http://www.kl.dk/Teknik-og-miljo/Biogas-2020-Fra-ambitiost-mal-til-lokal-praksis1-id70547/>

Møller, H.B. (2011). Sådan påvirkes gaspotentialer i gødning af staldsystem, fodring, separation og forbehandling. Indlæg ved Plantekongres 2011 og præsentation.

[https://www.landbrugsinfo.dk/Planteavl/Plantekongres/Sider/pl\\_plk\\_2011\\_resume\\_H6-2\\_Henrik\\_B\\_Moeller.pdf?download=true](https://www.landbrugsinfo.dk/Planteavl/Plantekongres/Sider/pl_plk_2011_resume_H6-2_Henrik_B_Moeller.pdf?download=true)

[https://www.landbrugsinfo.dk/Planteavl/Plantekongres/Filer/pl\\_plk\\_2011\\_shw\\_H6\\_2\\_Henrik\\_B\\_Moeller.pdf](https://www.landbrugsinfo.dk/Planteavl/Plantekongres/Filer/pl_plk_2011_shw_H6_2_Henrik_B_Moeller.pdf)

Møller, H.B. (2012) Halm, Dybstrøelse og andre tørstofrige biprodukter til biogas – forbehandling og potentialer. Præsentation. Århus Universitet og Planenergi.

[http://www.biogasdk.dk/files/halm\\_til\\_biogas\\_henrik\\_b\\_moeller.pdf](http://www.biogasdk.dk/files/halm_til_biogas_henrik_b_moeller.pdf)

Møller, H.B. og Moset, V. (2013). Den sure gylle kan give god gas. Notat. Aarhus Universitet.

[http://infarm.dk/upload/File/Biogas\\_af\\_forsuret\\_fiber\\_-\\_artikel\\_slut.pdf](http://infarm.dk/upload/File/Biogas_af_forsuret_fiber_-_artikel_slut.pdf)

Møller, F. og Martinsen, L. (2013). Socio-economic evaluation of selected biogas technologies. Scientific report no. 62, DCE, Aarhus University.

Møller, F. og Jensen, D.B. (2004). Velfærdsøkonomiske forvridningsomkostninger ved finansiering af offentlige projekter. DMU rapport nr. 496.

[http://www2.dmu.dk/1\\_viden/2\\_publicationer/3\\_fagrapporter/rapporter/fr496.pdf](http://www2.dmu.dk/1_viden/2_publicationer/3_fagrapporter/rapporter/fr496.pdf)

Naturgas Fyn (2012). Vision for gassens fremtid – Globalt og i Danmark. Indlæg. 4. september på Christiansborg.

[http://www.fdkv.dk/fileadmin/user\\_upload/Slides/NaturgasFyn/3NaturgasFyn.pdf](http://www.fdkv.dk/fileadmin/user_upload/Slides/NaturgasFyn/3NaturgasFyn.pdf)

Nielsen, L.H.; Hjort-Gregersen, K.; Thygesen, P. og Christensen, J. (2002). Samfundsøkonomiske analyser af biogasfællesanlæg. Rapport nr. 136. Fødevarerøkonomisk Institut.

Olesen, J.E., Jørgensen, U., Hermansen, J.E., Petersen, S.O., Eriksen, J., Søgaard, K., Vinther, F.P., Elsgaard, L., Lund, P., Nørgaard, J.V., Møller, H.B., (2013). Effekter af tiltag til reduktion af landbrugets udledninger af drivhusgasser. Aarhus Universitet.

Petersen, Jens & Peter Sørensen (2008). Gødningsvirkning af kvælstof i husdyrgødning. Grundlag for fastlæggelse af substitutionskrav, Baggrundsnotat til Vandmiljøplan III – midtvejsevaluering, Institut for Jordbrugsproduktion og Miljø, Det Jordbrugsvidenskabelige Fakultet, Aarhus Universitet.

Poulsen, H. D. (2012). Normtal, 2012.

[http://anis.au.dk/fileadmin/DJF/Anis/Normtal\\_2012\\_august\\_ny\\_2012.pdf](http://anis.au.dk/fileadmin/DJF/Anis/Normtal_2012_august_ny_2012.pdf)

Rambøll (2010). Varmeplan 2010.

[http://www.energiprincip.eu/download/almen\\_info/vp\\_dk\\_ii\\_bilag.pdf](http://www.energiprincip.eu/download/almen_info/vp_dk_ii_bilag.pdf)

SABAP (2011). Promotion of biogas production through the Renewable Energy Sources Act (EEG). Statement. Scientific Advisory Board on Agricultural Policy. Federal Ministry of Food, Agriculture and Consumer Protection, Germany.

Scholz, L; Meyer-Aurich, A. and Kirschke, D. (2011). Greenhouse Gas Mitigation Potential and Mitigation Costs of Biogas Production in Brandenburg, Germany. AgbioForum, Vol 14 (3), pp. 133-141.

Retsinformation (2012). Bekendtgørelse om tilskud til biogasanlæg m.v.

<https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=141185>

Skatteministeriet, (2011). Forslag til Lov om ændring af lov om afgift af kvælstofoxider, lov om energiafgift af mineralolieprodukter m.v. og lov om afgift af naturgas og bygas. Lovforslag nr. L 32

Sønderjysk biogas (2008). Sønderjysk biogas – Vi gi'r byen gas. Notat. Sønderjysk Landboforening og NordicBioEnergy.

<http://www.sickpigs.dk/flexnews/uploads/Biogasbeskrivelse.pdf>

Tafdrup, S. (2009a). Grøn Vækst udfordrer eksisterende og nye biogasselskaber. Biogasforenings økonomiseminar.

Tafdrup, S. (2012b). Analyse af omkostninger ved biogasanlæg. Business case. Pers. Kommunikation.

Tafdrup, S. (2012). Værdi af biogas anvendt på kraftvarmeværker i stedet for naturgas – satser for 2011. Energistyrelsen 2012.

Videncenteret (2010). Hvad skal jeg betale for majs i biogas. Planteavløkonomi 2010.

[https://www.landbrugsinfo.dk/Oekonomi/Produktionsoekonomi/Planteavl/Filer/pl\\_Produktionsoekonomi\\_2010\\_net\\_samlet.pdf](https://www.landbrugsinfo.dk/Oekonomi/Produktionsoekonomi/Planteavl/Filer/pl_Produktionsoekonomi_2010_net_samlet.pdf)

Videncenteret (2011). Metanudbytter af fiberfraktion fra gylleseparering. Note. Videncenteret for Landbrug.

Videncenteret for Landbrug (2012). Budgetkalkuler 2012.

[http://www.farmtalonline.dk/Kalkuler/VisKalkule.aspx?Prodgren=K\\_4220&Forudsætninger=31-12-2012;K\\_4220;1;3;2;1;2;1;1;1;3;1;n;n;n](http://www.farmtalonline.dk/Kalkuler/VisKalkule.aspx?Prodgren=K_4220&Forudsætninger=31-12-2012;K_4220;1;3;2;1;2;1;1;1;3;1;n;n;n)